


0-13-023230-9



3 1761 11650564 5



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116505645>

CA
XC40
-N18

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 29

Tuesday, November 3, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 29

Le mardi 3 novembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Election of a Chairman and Vice-Chairman
pursuant to Standing Orders 91 and 92(1)

Future business

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating
to the Department of Energy, Mines and Resources,
specifically the economics of nuclear power in
Canada

CONCERNANT:

Élection des président et vice-président
conformément aux articles 91 et 92(1) du
Règlement

Travaux futurs

Conformément à l'article 96(2) du Règlement,
questions relatives au ministère de l'Énergie, des
Mines et des Ressources, spécialement l'économie
de la puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

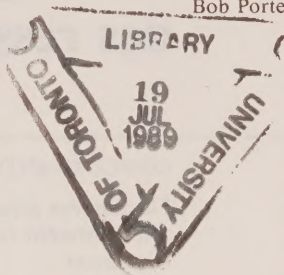
Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Ellen Savage



ORDERS OF REFERENCE

Extracts from the Votes and Proceedings of the House of Commons:

"Mr. Fennell from the Striking Committee, pursuant to Standing Order 89, presented the Thirty-second Report of the Committee, which is as follows:

Your Committee recommends that the standing committees of this House be composed of the Members listed below:—

28/09/87

Energy, Mines and Resources

Members

Fulton	MacLellan
Gagnon	Porter
Gervais	Sparrow—(7)
MacDougall (Timiskaming)	

02/10/87

On motion of Mr. Fennell, seconded by Mr. Lewis, the Thirty-second Report of the Striking Committee, presented Monday, September 28, 1987, was concurred in."

ATTEST

Extracts from the Votes and Proceedings of the House of Commons of Tuesday, October 20, 1987:

"Mr. Fennell, from the Striking Committee, pursuant to Standing Order 94(3), presented the Thirty-fourth Report of the Committee, which was read as follows:

Your Committee recommends that the Members acting for the House on the Standin Committees listed below, having neglected to file a list of substitutes or having given notice of their intention to give up membership on the committees listed below in accordance with Standing Order 94(3), be replaced as follows:—

No. 2

Energy, Mines and Resources

Nystrom for Fulton—

By unanimous consent, on motion of Mr. Fennell, seconded by Mr. Lewis, the Thirty-fourth Report of the Striking Committee, presented earlier this day, was concurred in."

ORDRES DE RENVOI

Extraits des Procès-verbaux de la Chambre des communes:

«M. Fennell, du Comité de sélection conformément à l'article 89 du Règlement, présente le trente-deuxième rapport de ce Comité, dont voici le texte:

Votre Comité recommande que les comités permanents de la Chambre se composent des députés dont les noms suivent:—

28/09/87

Énergie, mines et ressources

Membres

Fulton	MacLellan
Gagnon	Porter
Gervais	Sparrow—(7)
MacDougall (Timiskaming)	

02/10/87

Sur motion de M. Fennell, appuyé par M. Lewis, le trente-deuxième rapport du Comité de sélection, présenté à la Chambre le lundi 28 septembre 1987, est agréé.»

ATTESTÉ

Extraits des Procès-verbaux de la Chambre des communes du mardi 20 octobre 1987:

«M. Fennell, du Comité de sélection, conformément à l'article 94(3) du Règlement, présente le trente-quatrième rapport de ce Comité, dont il est donné lecture ainsi qu'il suit:

Votre Comité recommande que les députés qui représentent la Chambre aux Comités permanents énumérés ci-dessous, ayant négligé de déposer une liste de substituts ou ayant donné avis de leur intention de cesser d'être membres des comités énumérés ci-dessous en conformité avec l'article 94(3) du Règlement, soient remplacés comme il suit:—

N° 2

Énergie, mines et ressources

Nystrom pour Fulton—

Du consentement unanime, sur motion de M. Fennell, appuyé par M. Lewis, le trente-quatrième rapport du Comité de sélection présenté à la Chambre plus tôt aujourd'hui, est agréé.»

ATTEST

Extract from the Votes and Proceedings of the House of Commons:

"The following papers having been deposited with the Clerk of the House were laid upon the Table pursuant to Standing Order 67(1), namely:

09/09/87

By Mr. Masse, a Member of the Queen's Privy Council,—Summary of the Petro-Canada amended Capital Budget for the 1987 Budget Year, pursuant to subsection 132(4) of the Financial Administration Act, Chapter 31, Statutes of Canada, 1984. (English and French)—Sessional Paper No. 332-1/808A. (*Pursuant to Standing Order 67(4) permanently referred to the Standing Committee on Energy, Mines and Resources*)."

16/10/87

By Mr. Lewis, a Member of the Queen's Privy Council,—Certificate of Nomination of Jean-Guy Fredette, Member and Vice-Chairman of the National Energy Board. (English and French)—Sessional Paper No. 332-6/6J. (*Pursuant to Standing Order 103(2) referred to the Standing Committee on Energy, Mines and Resources*).

ATTEST

ROBERT MARLEAU
Clerk of the House of Commons

ATTESTÉ

Extrait des Procès-verbaux de la Chambre des communes:

«Les documents suivants, remis au Greffier de la Chambre, sont déposés sur le Bureau de Chambre, conformément à l'article 67(1) du Règlement, savoir:

09/09/87

Par M. Masse, membre du Conseil privé de la Reine,—Version révisée du sommaire du budget des investissements de Petro-Canada pour l'année budgétaire 1987, conformément à l'article 132(4) de la Loi sur l'administration financière, chapitre 31, Statuts du Canada, 1984. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-1/808A. (*Renvoyé en permanence au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources conformément à l'article 67(4) du Règlement*).»

16/10/87

Par M. Lewis, membre du Conseil privé de la Reine,—Certificat de Nomination de Jean-Guy Fredette, membre et vice-président de l'Office de l'énergie. (Textes français et anglais)—Document parlementaire n° 332-6/6J. (*Déferé au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources conformément à l'article 103(2) du Règlement*).»

ATTESTÉ

Le Greffier de la Chambre des communes
ROBERT MARLEAU

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, OCTOBER 6, 1987
(47)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:05 o'clock a.m., in Room 307 West Block, for the purpose of electing a Chairman and Vice-Chairman.

Members of the Committee present: Paul Gagnon and Barbara Sparrow.

Alternate Members present: Stan Darling and George Minaker.

In attendance: Lawrence Harris, Economist.

Pursuant to Standing Orders 91 and 92(1), the Clerk presided over the election of the Chairman.

On motion of Paul Gagnon it was agreed,—That Barbara Sparrow be elected Chairman of this Committee.

Accordingly, Barbara Sparrow was declared duly elected Chairman of the Committee and took the Chair.

On motion of George Minaker, it was agreed,—That Aurèle Gervais be elected Vice-Chairman of the Committee.

At 9:07 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

THURSDAY, OCTOBER 15, 1987
(48)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 9:05 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, John MacDougall, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Lawrence Harris, Economist.

The Committee proceeded to consider its future business.

It was agreed,—That, in accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee conduct an examination of the economics of Canadian nuclear power and any matters pertaining thereto.

It was agreed,—That the Chairman prepare a budget for travel by the Committee to the final Energy Options Conference, to be held in Montreal from December 6 to 9, 1987, and that the Chairman be instructed to present said budget to the Budget Sub-committee of the Liaison Committee and inform the House Leaders of the proposed trip.

PROCÈS-VERBAUX

LE MARDI 6 OCTOBRE 1987
(47)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 05, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'Ouest, pour élire un président et un vice-président.

Membres du Comité présents: Paul Gagnon et Barbara Sparrow.

Substitués présents: Stan Darling et George Minaker.

Aussi présent: Lawrence Harris, économiste.

Conformément aux dispositions de l'article 91 et du paragraphe 92(1) du Règlement, le greffier préside l'élection du président.

Sur motion de Paul Gagnon, il est convenu,—Que Barbara Sparrow assume la présidence du présent Comité.

Barbara Sparrow est donc déclarée dûment élue présidente du Comité et occupe le fauteuil.

Sur motion de George Minaker, il est convenu,—Qu'Aurèle Gervais assume la vice-présidence du Comité.

À 9 h 07, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE JEUDI 15 OCTOBRE 1987
(48)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 9 h 05, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, John MacDougall, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présent: Lawrence Harris, économiste.

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine l'économie de la puissance nucléaire canadienne et toute question connexe.

Il est convenu,—Que la présidente élabore un budget de voyage en prévision de la participation du Comité, à Montréal, du 6 au 9 décembre 1987, à la dernière Conférence sur les solutions de rechange énergétiques; et que la présidente reçoive instruction de présenter ledit budget au Sous-comité des budgets du Comité de liaison, et de signaler aux leaders de la Chambre le voyage anticipé.

At 9:35 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, NOVEMBER 3, 1987
(49)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:10 o'clock a.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, John MacDougall, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Alternate Member present: John Parry for Lorne Nystrom.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Department of Energy, Mines and Resources: Arthur Kroeger, Deputy Minister; Robert W. Morrison, Director General, Uranium and Nuclear Energy Branch and Ted Thexton, Adviser, Nuclear.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee commenced consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The witnesses made statements and answered questions.

At 10:50 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

À 9 h 35, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MARDI 3 NOVEMBRE 1987
(49)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 10, dans la pièce 371 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, John MacDougall, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: John Parry remplace Lorne Nystrom.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources: Arthur Kroeger, sous-ministre; Robert W. Morrison, directeur général, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire; Ted Thexton, conseiller, Nucléaire.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité entreprend d'examiner l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Les témoins font des déclarations et répondent aux questions.

À 10 h 50, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Tuesday, October 6, 1987

• 0906

The Clerk of the Committee: Hon. members, there being a quorum present, we shall proceed to elect a chairman. I am ready to receive motions to that effect.

Mr. Gagnon: I nominate Mrs. Bobbie Sparrow as chairperson of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources.

Motion agreed to.

The Clerk: I now invite the chairman to take her place.

The Chairman: Thank you. Thank you very much, Paul, George and Stan. I truly appreciate it.

The second item on the agenda today is the election of the vice-chairman for the Standing Committee on Energy, Mines and Resources. Do we have a nomination for vice-chairman?

Mr. Minaker: Madam Chairman, I would like to move the name of Aurèle Gervais to be the vice-chairman of the committee.

Motion agreed to.

The Chairman: Stan and George, I want to thank you very much for allowing your names to be replacements on this committee so we could move into committee business.

We are going to discuss future studies of the committee and, if you care to stay, we welcome your input. If you perhaps have another meeting to attend, we certainly understand. Thank you very much; we appreciate it.

Before moving into the future business, I want to thank you, Dean, for the excellent work you, Lawrence and Ellen did on our oil study report, which we tabled a week ago today.

We will now discuss the future business of the committee.

This meeting is adjourned.

Tuesday, November 3, 1987

• 0909

The Chairman: Order. The order of the day is the economics of nuclear power in Canada.

• 0910

This morning we have with us, from the Department of Energy, Mines and Resources, Mr. Arthur Kroeger, Deputy Minister; Mr. Robert Skinner, Assistant Deputy Minister, Energy Commodities Sector; and Dr. Robert

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mardi 6 octobre 1987

Le greffier du Comité: Honorables députés, puisque nous avons le quorum, nous allons procéder à l'élection du président. Je suis prêt à recevoir les motions à cet effet.

M. Gagnon: Je propose M^{me} Bobbie Sparrow comme présidente du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources.

La motion est adoptée.

Le greffier: J'invite maintenant la présidente à prendre place au fauteuil présidentiel.

La présidente: Merci. Merci beaucoup, Paul, George et Stan. Je vous suis très reconnaissante.

Le deuxième point à l'ordre du jour d'aujourd'hui est l'élection du vice-président du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources. Avons-nous un candidat pour la vice-présidence?

M. Minaker: Madame la présidente, je voudrais proposer le nom d'Aurèle Gervais pour la vice-présidence du Comité.

La motion est adoptée.

La présidente: Stan et George, je vous remercie d'avoir bien voulu siéger à ce Comité à titre de remplaçants pour que nous puissions commencer nos travaux.

Nous allons discuter des études que le Comité doit entreprendre et, si vous voulez bien rester, nous aimerions avoir votre avis. Si vous devez assister à une autre réunion, nous comprenons tout à fait. Nous vous remercions vivement.

Avant de passer aux autres questions, je voudrais vous remercier, Dean, de l'excellent travail que vous avez fait avec Lawrence et Ellen sur le rapport sur le pétrole que nous avons déposé il y a une semaine.

Nous allons maintenant parler des travaux futurs du Comité.

La séance est levée.

Le mardi 3 novembre 1987

La présidente: La séance est ouverte. A l'ordre du jour, nous avons la dimension économique de l'énergie nucléaire au Canada.

Nous avons avec nous ce matin, du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Arthur Kroeger, sous-ministre; M. Robert Skinner, sous-ministre adjoint, Secteur des ressources énergétiques; et M. Robert

[Text]

Morrison, Director General, Uranium and Nuclear Energy Branch. Welcome, gentlemen. We are very pleased to have you with us. This is our first meeting of many on a study this committee is undertaking in the area of nuclear energy. Mr. Kroeger.

Mr. Arthur Kroeger (Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources): Thank you, Madam Chairman. I do not propose to read a formal statement to the committee, but the department has prepared and we will be distributing a background paper that reviews what seem to us to be some of the major current issues. The subject headings in that paper include "Nuclear Regulation", "Uranium", "CANDU Program", "Nuclear Industry in General", "Domestic and International Markets", and "Fuel Wastes". We would have had that paper for the beginning of this meeting, but I was in Halifax yesterday and that constituted a bottleneck.

Bob Skinner, Bob Morrison, and I will be glad to discuss these and other issues the committee may have been discussing itself, by way of helping you get launched on what is a really quite important and timely review. You will no doubt want to identify subjects to pursue in greater detail. We will be glad to talk about these with you.

I would like also to offer any kind of specialized briefings the committee might be interested in having. I discovered in preparing for this meeting that some of the officials in Bob Morrison's shop are capable of making nuclear energy intelligible even to someone like myself, who got 54% in grade 12 physics and 51% in algebra. If they can do it for me, I think the committee members will find it easy. So we would be glad to assist the committee in those or any other ways you might like. We are at your disposal.

The Chairman: Thank you very much. I understand you have some slides today. Would you care to start with those, Dr. Morrison?

Mr. Robert Morrison (Director General, Uranium and Nuclear Energy Branch, Department of Energy, Mines and Resources): Yes, by all means.

The Chairman: These slides are in only one language, which we do apologize for.

[Slide Presentation]

Mr. Morrison: I thought it would be useful to show the situation of nuclear power in the world. This shows the total amount of nuclear electricity produced by the various countries listed. You can see it is the major industrial powers that produce the most nuclear electricity. Canada is fifth on this list. If you add in the Soviet Union, we would be sixth in the world in size of our nuclear power program, ahead of Great Britain, Sweden, and Italy.

[Translation]

Morrison, directeur général du Service de l'uranium et de l'énergie nucléaire. Bienvenue, messieurs. Nous sommes heureux de vous accueillir. La séance d'aujourd'hui est la première d'une longue série que le Comité consacre au secteur de l'énergie nucléaire. Monsieur Kroeger.

M. Arthur Kroeger (sous-ministre, Énergie, Mines et Ressources): Merci, madame la présidente. Je n'ai pas l'intention de faire un exposé, mais le ministère a rédigé un document de travail qui passe en revue les principaux problèmes de l'heure et nous distribuerons ce document. Les grandes rubriques du document sont «La réglementation de l'énergie nucléaire», «L'uranium», «Le programme CANDU», «L'industrie nucléaire en général», «les marchés national et international» et «Les déchets de combustible». Nous devons avoir en main ce document pour cette réunion, mais j'étais à Halifax hier et la coordination a fait défaut.

Nous nous ferons un plaisir, Bob Skinner, Bob Morrison et moi-même, de discuter de ces questions avec vous, ou de toutes autres questions que le Comité aurait soulevées lui-même, afin de vous aider à mettre en branle cet examen qui tombe à point et qui est de toute première importance. Vous jugerez sans doute utile de mettre en évidence les sujets à examiner de plus près. Nous serons heureux d'en discuter avec vous.

Je voudrais également vous dire que nous sommes tout disposés à vous communiquer des renseignements spécialisés dont vous aimeriez disposer. Je me suis rendu compte en me préparant pour cette réunion que certains fonctionnaires du bureau de Bob Morrison sont tout à fait capables de rendre l'énergie nucléaire intelligible à quelqu'un comme moi, qui ai eu en douzième année 54 p. 100 en physique et 51 p. 100 en algèbre. Si je suis parvenu à comprendre, je suis sûr que les membres du Comité s'en tireront brillamment. Bref, nous nous ferons un devoir d'aider le Comité dans toutes ces questions ou de toute autre façon que vous jugerez utile. Nous sommes à votre disposition.

La présidente: Merci beaucoup. Je crois savoir que vous avez apporté des diapositives. Pourriez-vous commencer par nous les présenter, monsieur Morrison?

M. Robert Morrison (directeur général, Uranium et Énergie nucléaire, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Avec plaisir.

La présidente: Ces diapositives sont monolingues et nous nous en excusons.

[Diaporama]

M. Morrison: J'ai pensé qu'il serait bon de survoler la situation de l'énergie nucléaire dans le monde. Cette diapositive montre la quantité totale d'électricité produite dans les centrales nucléaires des divers pays répertoriés. Vous pouvez constater que ce sont les grandes puissances industrielles qui produisent le plus d'énergie nucléaire. Le Canada arrive au cinquième rang. Si l'on ajoutait l'Union soviétique à la liste, nous nous retrouverions au sixième rang dans le monde quant à l'importance de notre

[Texte]

If we look at the percentage of electricity that comes from nuclear power, we find the western European countries, who do not have other energy resources, tend to be quite strongly dependent on nuclear power, up to or over 50% for a number of them, including France, Belgium, Sweden, Switzerland, and Finland. Canada and the United States have a relatively small percentage of their electricity drawn from nuclear, mainly because we have other sources of electricity to draw on. So for us it is only an option where it is the preferred source.

• 0915

This one shows the electricity sources in Canada, going from west to east, with British Columbia in blue, because it is hydro; Manitoba in blue, again because it is hydro; Quebec all hydro; and the Atlantic provinces strongly hydro because of the Newfoundland developments. Ontario is, in this year, roughly one-third nuclear, the red, one-third hydro, and one-third coal. And we have cheap, low-sulphur coal in Alberta and Saskatchewan.

So Canada has a variety, and only uses nuclear power in Ontario, and to a lesser extent in Quebec and New Brunswick, where that is the economically preferred choice.

If we look at our CANDU nuclear power program, we have in Canada, in service, eight reactors at Pickering, eight reactors at Bruce in Ontario, and four reactors under construction at Darlington. So Ontario Hydro has a very big nuclear program that has been developed over the past 30 years in conjunction with Atomic Energy of Canada Limited, who you will be hearing tomorrow. In Ontario a very successful CANDU reactor program has been developed, which supplies about half of Ontario's electricity now and will supply over 60% when the Darlington station is finished in a few years.

We also have CANDU 600 reactors in New Brunswick and Quebec, and they are working very well. In fact, a reactor at Point Lepreau in New Brunswick is one of the top in the world in terms of performance.

Abroad, we have CANDU 600 reactors working in Wolsung, South Korea very successfully, and in Argentina. We have two reactors under construction in Romania as part of quite an ambitious CANDU-based program they have launched there.

[Traduction]

programme d'énergie nucléaire, devant la Grande-Bretagne, la Suède et l'Italie.

Si nous portons notre attention sur le pourcentage d'électricité qui provient des centrales nucléaires, nous apercevons que les pays de l'Europe de l'Ouest, qui ne possèdent pas d'autres ressources énergétiques, sont fortement tributaires de l'énergie nucléaire, qui compte pour plus de 50 p. 100 dans certains cas, notamment en France, en Belgique, en Suède, en Suisse et en Finlande. Au Canada et aux États-Unis, un pourcentage relativement modeste de l'électricité provient de centrales nucléaires, en raison surtout des autres sources d'électricité que nous exploitons. Pour nous, par conséquent, l'énergie nucléaire n'est qu'une option choisie parmi d'autres.

Cette diapositive montre les sources d'énergie du Canada, d'ouest en est. La Colombie-Britannique est en bleu parce que l'hydro-électricité y est privilégiée. Il en est de même pour le Manitoba et le Québec, entièrement dominés par l'hydro-électricité. Le bleu prédomine également dans les provinces Atlantiques en raison des aménagements de Terre-Neuve. Cette année, l'Ontario tire son énergie de trois sources sensiblement égales, le nucléaire, en rouge, l'hydro-électricité et le charbon. L'Alberta et la Saskatchewan possèdent également du charbon bon marché, à faible teneur en soufre.

Ainsi, le Canada est riche en ressources énergétiques diverses et n'a recours à l'énergie nucléaire qu'en Ontario ainsi que, dans une moindre mesure, au Québec et au Nouveau-Brunswick, où cette option a été retenue pour des raisons économiques.

Passons maintenant au programme CANDU d'énergie nucléaire. Nous avons actuellement en service au Canada huit réacteurs à Pickering, huit réacteurs à Bruce, en Ontario, et quatre réacteurs en construction à Darlington. L'Ontario a donc mis en oeuvre un programme nucléaire d'envergure, qui s'est développé au cours des 30 dernières années en collaboration avec Énergie atomique du Canada Limitée, dont les porte-parole s'adresseront à vous demain. L'Ontario a mis en place un programme de réacteurs CANDU extrêmement fructueux, qui fournit environ la moitié de l'électricité de cette province à l'heure actuelle et dont la part atteindra 60 p. 100 au moment où la centrale de Darlington sera terminée dans quelques années.

Nous avons également des réacteurs CANDU 600 au Nouveau-Brunswick et au Québec, dont le rendement est excellent. À vrai dire, un des réacteurs de Pointe Lepreau, au Nouveau-Brunswick, compte parmi les plus performants du monde.

À l'étranger, nous avons des réacteurs CANDU 600 en service à Wolsung, en Corée du Sud, et en Argentine, qui donnent entièrement satisfaction. Nous avons deux réacteurs en construction en Roumanie dans le cadre d'un programme ambitieux à base de CANDU, que ce pays a lancé.

[Text]

This slide shows a breakdown of where the employment is in the nuclear industry. It has been down-sizing somewhat, and the 1986 figures would be shrunk a little further from the 1984, because the very large construction program in Ontario is winding down. The main activity in the nuclear industry is in the utilities which generate power, mainly Ontario Hydro, but also Hydro-Québec and New Brunswick Power. Then there is a design and engineering and R and D activity carried out by AECL. We have an active uranium industry, which I could talk about, but I think you are mainly interested in nuclear power. Also, there are private-sector manufacturing and consultant firms which are also active in providing services and components for the CANDU system.

If we look at the in-province activity generated by the nuclear program in comparison with others for Ontario, we find that the nuclear and hydro programs in Ontario have a very high percentage of employment within the province itself. The coal that Ontario burns is largely imported from Pennsylvania, for economic reasons, so a lot of the employment associated with the coal program in Ontario Hydro goes abroad. Obviously if it purchases hydro power from Manitoba or Quebec, then most of the jobs remain in those provinces. So it is intended to show that in-province, and also remaining within Canada, the nuclear option gives a large percentage of jobs to the host utility and the host utility region and country.

The next slide shows the CANDU record of performance in the world, or at least part of it. It is the lifetime reactor performance as measured by what is called the capacity factor, which is a measure of the reliability of the reactor, what percentage of the time it is actually in service.

• 0920

CANDUs tend to lead the world in reliability. There are different lists, which vary slightly, but one always finds in the top 10 or 15, for lifetime performance, 5, 6, 7, or 8 CANDU reactors, and they include reactors from the Bruce Station, from the Pickering Station, and Point Lepreau in New Brunswick. So it is not just a particularly good operating team in some place, although our utilities do have very good operational performance records. It does indicate that the design is flexible and can be operated successfully by different people in different situations.

I now show you the performance in a slightly different way. It shows the reliability or capacity factors for the CANDU on the left compared with the other reactor

[Translation]

Cette diapositive présente une ventilation de l'emploi dans l'industrie nucléaire. On s'aperçoit que les effectifs ont régressé quelque peu—et les chiffres de 1986 baisseront encore un peu par rapport à 1984—étant donné que le vaste programme de construction en Ontario touche à sa fin. La principale activité de l'industrie nucléaire est aujourd'hui celle des services publics qui produisent l'énergie, Hydro-Ontario, en particulier, mais aussi Hydro-Québec et Hydro-Nouveau-Brunswick. On constate par ailleurs des activités d'études et de recherche et développement menées par Énergie atomique. Notre industrie de l'uranium est très active, et je pourrais vous en parler, mais je pense que vous êtes surtout intéressés par l'énergie nucléaire. Il faut signaler en outre les sociétés de fabrication du secteur privé et les firmes d'experts-conseils qui assurent la prestation de services et de pièces pour le système CANDU.

Si nous examinons maintenant les activités intraprovinciales engendrées par le programme nucléaire, au moyen de données comparatives, nous voyons que les programmes d'énergie nucléaire et d'hydro-électricité en Ontario se traduisent par un fort pourcentage d'emplois à l'intérieur de la province elle-même. Le charbon des centrales thermiques de l'Ontario est en grande partie importé de la Pennsylvanie, pour des raisons d'économie, de sorte que les emplois découlant du programme thermique de l'Hydro-Ontario sont créés surtout à l'étranger. De toute évidence, lorsque l'hydro-électricité est achetée au Manitoba ou au Québec, la plupart des emplois demeurent dans ces provinces. Le schéma montre que globalement, un fort pourcentage des emplois créés par l'option nucléaire bénéficient à la région ou à la province où se trouvent les installations, de même que, par voie de conséquence, au pays dans son ensemble.

La diapositive suivante présente le dossier du rendement de CANDU à travers le monde, ou du moins une partie de ce dossier. C'est à partir du rendement du réacteur sur toute la durée de sa vie utile, mesuré par ce qu'on appelle le facteur de capacité, que l'on évalue la fiabilité du réacteur, soit le pourcentage de temps pendant lequel il est réellement en service.

Les CANDU sont au premier rang mondial du point de vue de la fiabilité. Les listes diffèrent quelque peu, mais on trouve toujours dans les 10 ou 15 réacteurs les plus performants pendant leur durée de vie utile, cinq, six, sept ou huit réacteurs CANDU dont certains des centrales de Bruce, de Pickering et de Pointe Lepreau au Nouveau-Brunswick. Ce succès ne dépend donc pas uniquement de la qualité des services d'exploitation à un lieu donné, encore que nos services publics puissent s'en orgueillir d'un excellent dossier de rendement opérationnel. Il montre surtout que la conception fait preuve de souplesse et que les réacteurs se prêtent à des exploitations différentes dans des situations différentes.

On peut voir maintenant l'examen du rendement sous un angle légèrement différent. Il s'agit de la fiabilité ou du facteur de capacité du CANDU, à gauche, en comparaison

[Texte]

types in the world, pressurized water and boiling water reactors of American design and the gas-cooled reactor of British design. It shows that large CANDU reactors have a somewhat greater reliability than the other types, on average.

As a country, Canada happens to be in the lead in terms of reactor performance. But the other countries, the Japanese, the Finns, the Swiss, the French, are catching up very rapidly to us and we will have to evolve and innovate if we want to maintain the technical lead that has been established by the CANDU. We cannot just sit on our laurels and expect to be first forever.

This slide shows the performance of the four single unit CANDU reactors we have built outside Ontario. Again, the red shows the percentage of the time they are available, the green shows the percentage of the time they are actually working. In some cases they do not run all the time. In Quebec they have a lot of hydro power so they do not run the reactor full out. But again, it shows the record is excellent. The arrow on the right shows the light-water lifetime average, and it can be seen that CANDU reactors are somewhat ahead of the world average for these other reactor types. Again, they operate well in different parts of the world.

I will not have more than a few others, but the next slide shows a measure of safety and here the small bar is the winner, is the most attractive one. It shows the radiation dose to workers in the plant for United States reactors, for Japanese reactors, for German reactors and for the CANDU. You can see that the dose received on an annual basis by Canadian workers is somewhat lower than that of other countries. Again, this is a measure of the safety of the CANDU and the care with which it is operated.

I might note that Ontario Hydro, who I believe will be appearing before you, make the claim backed up by statistics that their nuclear workers are safer when they are on the job than when they are away from the job.

This slide shows the prices of electricity, not just nuclear electricity but electricity to the consumer in different countries. Canada is one of the world's most electricity-intensive economies. We have a comparative advantage in the abundance of our electricity supply and also in its low cost, so maintaining that comparative advantage in abundance and reliability and cost of electricity is very important to the Canadian economy. We believe nuclear power is one way of helping Canada to maintain that lead in electricity.

[Traduction]

des autres types de réacteurs qui existent dans le monde, que ce soit à eau sous pression et à eau bouillante, selon la conception américaine, ou à refroidissement au gaz comme dans le modèle britannique. On constate que les grands réacteurs CANDU offrent en moyenne une meilleure fiabilité que les autres types.

Le Canada se trouve ainsi en tête de tous les pays au chapitre du rendement des réacteurs. Toutefois, les Japonais, les Finlandais, les Suisses et les Français sont en train de nous rattraper, de sorte que nous allons devoir évaluer et faire preuve d'innovation si nous voulons conserver l'avance technique que nous a valu le CANDU. Ce n'est pas en nous endormant sur nos lauriers que nous conserverons la première place.

Cette diapositive présente le rendement des quatre réacteurs CANDU que nous avons construits à l'extérieur de l'Ontario. Ici encore, le rouge signale le pourcentage de temps de disponibilité et le vert, le pourcentage de temps de service réel. Il arrive que le réacteur ne soit pas en service de façon permanente. Au Québec, par exemple, l'énergie hydro-électrique est suffisamment abondante pour qu'il ne soit pas nécessaire de faire marcher le réacteur à pleine vapeur. Quoi qu'il en soit, les performances demeurent excellentes. La flèche sur la droite présente la moyenne des réacteurs à eau légère et l'on peut voir que le CANDU dépasse quelque peu la moyenne mondiale pour ce type de réacteurs. De nouveau, le rendement est fort satisfaisant dans les diverses parties du monde.

Nous arrivons bientôt à la fin des diapositives, mais en voici une qui présente les caractéristiques de sécurité et ici, c'est le niveau le plus bas qui l'emporte, qui offre les perspectives les plus intéressantes. On peut voir les coefficients de radiation auxquels sont soumis les ouvriers d'une centrale à réacteur américain, à réacteur japonais, à réacteur allemand et à réacteur CANDU. Ce coefficient est quelque peu moins élevé annuellement pour les ouvriers canadiens que pour ceux des autres pays. On peut y voir une mesure de la sécurité du réacteur CANDU et du soin avec lequel il est exploité.

J'ajouterai qu'Hydro-Ontario, dont des représentants, je pense, comparaitront devant vous, soutiennent statistiquement à l'appui, que ces ouvriers du nucléaire sont davantage en sécurité au travail qu'ils ne le sont ailleurs.

Cette diapositive présente les prix de l'électricité, non seulement de celle produite par des centrales nucléaires mais de celle qu'utilise le consommateur en général dans les différents pays. Le Canada se caractérise par une économie de consommation d'électricité parmi les plus élevées du monde. Nous jouissons d'un avantage comparatif grâce à l'abondance de nos sources d'électricité et aux coûts de production peu élevés. Le maintien de cet avantage comparatif, sur le triple plan de l'abondance, de la fiabilité et du coût, revêt une importance capitale pour l'économie canadienne. Nous estimons que l'énergie nucléaire est au nombre des moyens susceptibles de permettre au Canada de conserver la place privilégiée qu'il occupe en matière d'électricité.

[Text]

[Translation]

• 0925

The next slide shows the cost of electricity in cents per kilowatt hour for fossil sources—that is mainly coal in Ontario—for nuclear sources and for hydro power. It is broken down into three kinds of costs: the basic capital cost, which is the bottom block; the fuel cost, which is the green block; coal for the fossil plants; uranium for the nuclear plants; and water rights for the hydro plants in Ontario. You can see—and this is quite basic to the economics of nuclear power—its capital cost is higher than that of the other options, but its fuelling cost is much lower. And in most regions of the industrialized world, over the lifetime the nuclear cost tends to be cheaper than for coal. In Alberta and Saskatchewan that is probably not true. In those provinces cheap coal, low sulphur, will produce electricity cheaper than nuclear. And hydro power in Manitoba and Quebec is cheaper than nuclear.

In most of the industrial countries, nuclear will come in cheaper than coal over the lifetime of the plant because of the relatively high fuelling costs of coal. But nuclear being capital-intensive means you have to put the money up front; you get the benefits further down the road. That is an exposure that a lot of utilities these days are not willing to take. They would prefer a source that is cheaper up front, less risk, less exposure, even though it may cost them more in the long run.

The final slide I will show—it is a bit busy, but it is quite a useful slide—shows the results of a study done a year or two ago of coal versus nuclear-generating costs in the industrial countries of the OECD. The yellow bars, which are coal, are in almost all cases more expensive in terms of the cost of electricity per kilowatt hour than the nuclear.

The exceptions are in western Canada, where, as I noted, the coal is very cheap and clean to burn, and in the western United States, where the coal is cheap relative to nuclear. But in all the other areas of the industrial world—western Europe and Japan—in this study, which was based on data supplied by electrical utilities, which have to consider the coal-nuclear option, on a lifetime basis the nuclear option tended to come out cheaper than coal.

I will perhaps stop there. We would be glad to discuss any of these points.

The Chairman: Thank you very much, Dr. Morrison. In regard to the costs of nuclear versus coal, in the

Voici une diapositive qui montre le coût de l'électricité en cents au kilowatt-heure pour les sources fossiles—c'est à dire le charbon surtout en Ontario—pour le nucléaire et pour l'hydroélectricité. Les coûts sont ventilés selon trois composantes: le coût d'investissement de base, représenté par l'élément du bas; le coût du combustible, en vert, pour le charbon des centrales thermiques et l'uranium des centrales nucléaires; et les droits d'usage de l'eau des centrales hydroélectriques de l'Ontario. Comme on peut le voir—et ce phénomène est indissociable de la dimension économique de l'énergie nucléaire—le coût d'investissement est ici supérieur à celui des autres options tandis qu'en revanche, le coût du combustible est nettement inférieur. En réalité, dans la plupart des régions du monde industrialisé, les coûts de l'énergie nucléaire sont dans l'ensemble inférieurs à ceux du charbon, lorsqu'ils sont étalés sur la durée de vie utile. L'Alberta et la Saskatchewan sont sans doute les rares exceptions. Dans ces provinces, le charbon bon marché, à faible teneur en soufre, permet de produire de l'électricité plus économiquement que les centrales nucléaires. L'hydroélectricité du Manitoba et du Québec coûte également moins cher que l'énergie nucléaire.

Dans la plupart des pays industriels, l'énergie nucléaire revient moins cher que le charbon sur la vie utile de la centrale à cause des coûts relativement élevés du charbon. Mais comme l'énergie nucléaire nécessite de gros investissements en amont, il faut être patient pour en récolter le fruit. C'est le pari que bon nombre de services publics ne sont pas prêts à faire de nos jours. Ils préfèrent une source d'énergie qui coûte moins cher en amont et présente moins de risques, même si les coûts sont plus élevés à la longue.

La dernière diapositive que je vais présenter—un peu surchargée, peut-être, mais quand même utile—montre les résultats d'une étude effectuée il y a un an ou deux sur les coûts de l'énergie thermique par comparaison avec ceux de l'énergie nucléaire dans les pays industriels de l'OCDE. Les colonnes jaunes, qui représentent le charbon, représentent des coûts presque partout supérieurs, au kilowatt-heure, à ceux de l'énergie nucléaire.

Encore une fois, l'Ouest du Canada fait exception car, comme je l'ai dit tout à l'heure, le charbon y est bon marché et propre, comme c'est le cas également dans l'Ouest des États-Unis, où le coût des centrales thermiques demeure moins élevé que celui du nucléaire. Mais dans toutes les autres régions du monde industriel—l'Europe de l'Ouest et le Japon—l'étude montre en s'appuyant sur des données fournies par les entreprises de services publics que sur la durée de vie utile des installations, l'option nucléaire est plus économique que le charbon.

Je pense que je vais m'arrêter ici. Nous nous ferons un plaisir d'aller plus loin dans la discussion.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Morrison. En ce qui a trait au coût du nucléaire par rapport au

[Texte]

nuclear capital-intensive at the beginning, is that factored into the rate base to the consumer at the very beginning, or does Ontario Hydro put the capital up and recapture once it is in use?

Mr. Morrison: Most of it is delayed until the plant is actually in use, but there is some coverage during the construction period, as I understand it. But certainly when the plant comes into use, then the capital cost is factored in and recovered.

The Chairman: Thank you.

Are you finished with your presentation, Mr. Kroeger?

Mr. Kroeger: For the time being—until the statement gets here.

The Chairman: Fine. Mr. Parry.

Mr. Parry: Madam Chairman, I feel a little strange asking questions in advance of the department's prepared statement. It really does not give me too much to key in on.

I would like to ask a series of questions aimed specifically at the topic of the inquiry, which is the economics of generation of hydro power by nuclear energy. Perhaps someone could refresh my memory as to how long commercial production of nuclear-generated hydro energy has been going on in Canada.

Mr. Morrison: On a commercial basis, since 1971, when the first Pickering unit began to enter production.

Mr. Parry: I noticed from the last slide you showed us that there seemed to be a much smaller difference in the costs in favour of coal generation when one compared nuclear-generated hydro power in Canada to nuclear-generated hydro power in the United States. In a sense, in this inquiry it may be easier for us to use American data, because of course the whole cycle of development of the nuclear power industry in the United States has been, as I understand it, essentially financed through the normal operations of the market system, whereas in Canada we have a fairly substantial government presence, as I understand it, in the research and development end, and quite a lot of money invested in subsidies over the years. We also have what could be viewed as a distortion in Ontario Hydro's financing as the major borrowing arm, indeed, of the provincial government.

• 0930

Do those American calculations reflect such things as sinking-fund provisions for eventual decommissioning? Have the figures you have shown us been adjusted for the greater use of public funds in Canada?

[Traduction]

charbon, est-il tenu compte des coûts élevés d'investissement en amont dans les tarifs imposés aux consommateurs, du moins dans les débuts, ou Hydro-Ontario avance-t-elle le capital nécessaire pour ne recouvrer ses frais que petit à petit?

M. Morrison: La plupart des coûts d'investissement sont reportés à la période ultérieure d'exploitation de la centrale, mais si mon information est exacte, un certain recouvrement se fait pendant la période de construction. Une fois que la centrale est en service, il est certain que les immobilisations deviennent alors un facteur de tarification.

La présidente: Merci.

Avez-vous terminé votre exposé, monsieur Kroeger?

M. Kroeger: Pour l'instant, oui, jusqu'à ce que notre document arrive.

La présidente: Très bien. Monsieur Parry.

M. Parry: Madame la présidente, je me sens un peu mal à l'aise de poser des questions avant même que le ministère ait pu présenter son exposé officiel. Je ne sais trop sous quel angle aborder les questions.

Je m'intéresserai donc tout particulièrement au sujet spécifique de notre examen, à savoir la dimension économique de la production d'électricité nucléaire. Quelqu'un pourrait peut-être me rafraîchir la mémoire en me disant à quand remonte la production commerciale de l'électricité au Canada au moyen de centrales nucléaires.

M. Morrison: La production commerciale a commencé en 1971, au moment où le premier réacteur de Pickering est entré en service.

M. Parry: J'ai remarqué dans la dernière diapositive que vous nous avez présentée, que l'écart de coûts favorisant l'énergie thermique par opposition à l'énergie nucléaire était beaucoup plus mince au Canada qu'aux États-Unis. Dans un certain sens, dans cette enquête, il pourrait être plus facile que nous utilisions des données américaines, car, naturellement, tout le cycle de développement de l'industrie de l'énergie électrique aux États-Unis a été essentiellement financé, d'après ce que je crois savoir, au moyen du fonctionnement normal du système du marché, alors qu'au Canada, sauf erreur, le gouvernement a beaucoup participé à la recherche et au développement dans ce domaine, et a investi aussi beaucoup d'argent en subventions au fil des années. De plus, le financement par Hydro-Ontario comme principal élément d'emprunt du gouvernement provincial pourrait être aussi considéré comme une distorsion du marché.

Ces calculs américains tiennent-ils compte, entre autres, des dispositions relatives aux fonds d'amortissement en cas de mise hors service éventuelle? Les chiffres que vous nous avez montrés ont-ils été rajustés pour tenir compte de la plus grande utilisation des fonds publics au Canada?

[Text]

Mr. Morrison: I will perhaps ask my colleague Mr. Thexton to respond in detail, since he participated in this study. But I think it is important to point out that the whole development of nuclear power in the United States is very different from what has happened in Canada. They have had some support for their nuclear industry through the fact that they developed military applications of nuclear power in advance of their civilian power program. Some of the technology and some of the facilities that were developed for the military program were made available to the civilian program. So that is one factor that has to be taken into account.

The cost of nuclear power in the United States tends to reflect the rather large number of different small utilities that have participated in their program. On the world scale the American nuclear program is by far the biggest. But it consists of... the number must be 30 or 40 utilities, some of which are very small and have only one reactor. There are a variety of designs and a variety of vendors in the American system. So it has not been like the successful programs in France, Japan, and Canada. It has not been very centrally co-ordinated. The result is that there are some utilities in the United States that operate excellent programs, very cost-effective, and others that have run into very serious problems of cost overruns. So the American average figures cover a very wide spread of individual results, and since utilities are run down there on a state-by-state basis, it is rather hard to generalize.

Mr. Ted Thexton (Adviser, Nuclear, Department of Energy, Mines and Resources): The specific question is whether the cost of decommissioning and so on is covered within these costs. In the last slide shown, on the study done by the OECD, it was left up to the individual utilities whether they included those costs or not. In almost all cases, and certainly in the Canadian numbers, they were included. By and large, for decommissioning the incremental cost added to the cost of generation from the nuclear power station falls within the range of about 1% to 3% of the cost of generation. It is less than that, of course, when you take it on cost to the consumer, because the total cost of the power to a consumer is roughly double the cost of generation at the busbar from the station.

About the Ontario Hydro case for 1986, you will want to check these numbers with Ontario Hydro, but I believe there the costs turned out to be roughly 2% of the cost of generation at the nuclear power station. The figures also allow for the costs for disposal of spent fuel. Those are built in. From my recollection, every country who contributed to that NEA study—the Nuclear Energy Agency of the OECD—I believe included funds for the disposal of spent fuel.

[Translation]

M. Morrison: Je demanderai peut-être à mon collègue M. Thexton de vous donner ces détails, puisqu'il a participé à cette étude. Mais il me paraît important de souligner que dans l'ensemble, la mise en valeur de l'énergie nucléaire aux États-Unis est très différente de ce qu'elle a été au Canada. Leur industrie nucléaire bénéficiait d'un soutien préalable car ils ont mis au point des applications de l'énergie nucléaire dans le domaine militaire avant de passer à des programmes d'utilisation civile. Certaines des techniques et certaines des installations créées pour le programme militaire ont été mises à la disposition du programme civil. Il faut donc tenir compte de ces facteurs.

Le coût de l'énergie nucléaire aux États-Unis a tendance à être en rapport avec le grand nombre de petits services publics qui ont participé au programme. À l'échelle mondiale, le programme nucléaire américain est de loin le plus important. Mais il comprend... environ 30 ou 40 services publics, dont certains sont très petits et ne possèdent qu'un seul réacteur. Le système américain présente une grande diversité de conceptions et de produits, contrairement aux programmes fructueux qui existent en France, au Japon et au Canada. Aux États-Unis, la coordination des éléments du système n'est pas très centralisée de sorte que certains services publics ont d'excellents programmes, très rentables, alors que d'autres ont connu de très graves difficultés de dépassement de coûts. Par conséquent, pour les États-Unis, la moyenne des chiffres porte sur un très vaste éventail de résultats individuels, et puisque les services publics sont exploités là-bas par État, il est plutôt difficile de généraliser.

M. Ted Thexton (conseiller, Nucléaire, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): La question précise est de savoir si ces coûts comprennent celui de la mise hors service et d'autres. Dans la dernière diapositive qui a été présentée, à propos de l'étude faite par l'OCDE, c'était à chacun des services publics de déterminer s'il voulait ou non inclure ces coûts. Dans la plupart des cas, et certainement au Canada, ils l'ont fait. Dans l'ensemble, le coût supplémentaire de la mise hors service, qui s'ajoute au coût de production de l'énergie nucléaire, représente environ 1 à 3 p. 100 de ce dernier. Naturellement, ce pourcentage est plus faible à la consommation, où le coût total représente grosso modo, le double de celui de la production au circuit de distribution, à la centrale.

Pour ce qui est d'Hydro-Ontario, pour 1986, vous devrez vérifier ces chiffres avec cet organisme, mais je crois que ces coûts représentaient environ 2 p. 100 de celui de la production à la centrale d'énergie nucléaire. Ces chiffres comprennent aussi les coûts du stockage du combustible irradié. Si mes souvenirs sont exacts, chacun des pays qui ont contribué à cette étude de l'AEN—l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE—a inclus des fonds pour le stockage du combustible irradié.

[Texte]

[Traduction]

• 0935

Mr. Parry: "Disposal" is a term that is used somewhat loosely in this particular context. I guess "storage" might be more correct.

Mr. Thexton: I should probably have used the term "management of the spent fuel", because you are quite correct, various countries are allowing different ways of dealing with that spent fuel. But even where countries are talking about storing that fuel for some time, the intent is eventually to dispose of it. In some countries it would be through recycling of the fuel, reprocessing and reusing those parts of the fuel which can be recycled and disposing of only the fission product waste. In others they would be disposing of the fuel directly, the once-through cycle, usually after storage for periods of up to 50 years. But I think again that in virtually all the cases the funds that were set aside were based on the costs of eventually disposing of the waste in some permanent manner.

Mr. Parry: Regarding the slide you have shown us, Mr. Morrison, on Ontario costs, including the fixed and the variable costs, those costs were based on historical experience, I would assume.

Mr. Morrison: Yes, that is my understanding.

Mr. Parry: I think one thing that would be of major interest to the committee would be a comparative slide on the projected costs of current construction, although I do not know how easy that would be to—

Mr. Morrison: Ontario Hydro does these estimates fairly regularly. I am sure they would be able to provide you with details. Our understanding is that their most recent estimates would give nuclear a lifetime cost advantage of about 20% to 30% over coal.

Mr. Parry: Of course it is somewhat notional, given the limited availability of viable hydro sites.

Mr. Morrison: Yes. But coal versus nuclear they can do in some detail. The reason why they are going toward nuclear power in Ontario is because they have exhausted most of their economic hydro.

Mr. Parry: Yes. Most of the accessible economic hydro, anyway.

We have some mention in our notes of the \$75-million limit on the costs of accidents related to operation of nuclear hydro stations under the Nuclear Liability Act. Has there been in fact at any time since the passage of the Nuclear Liability Act an accident involving nuclear power that produced costs that were disputed? What I am aiming at here is not something like the Pickering core shutdown, where all the costs were. . . No, they were not all borne by Ontario Hydro, because they went back to the manufacturer of the reactor core, did they not, for possible defects in the construction? But what I am

M. Parry: En anglais, le terme *disposal* est utilisé de façon assez vague dans ce contexte. Il vaudrait mieux parler de *storage*.

M. Thexton: J'aurais probablement dû parler de «gestion du combustible irradié» car, en effet, différents pays acceptent différentes façons de traiter ce combustible. Mais même ceux qui parlent de le stocker pendant un certain temps ont finalement l'intention de s'en débarrasser. Certains le feraient au moyen du recyclage du combustible, en retraitant et en réutilisant les parties qui peuvent être recyclées, pour ne se débarrasser que des déchets des produits de fission. D'autres se débarrasseraient directement du combustible, une fois que tout le cycle aurait été parcouru, en général après l'avoir stocké pendant des périodes allant jusqu'à 50 ans. Mais encore une fois, dans pratiquement tous les cas, les fonds qui avaient été mis de côté étaient fondés sur les coûts du stockage éventuel des déchets selon un procédé permanent.

M. Parry: A propos des diapositives que vous nous avez montrées, monsieur Morrison, et des coûts de l'Ontario, y compris les coûts fixes et variables, ils étaient sans doute fondés sur tous les résultats antérieurs, n'est-ce pas?

M. Morrison: En effet, sauf erreur de ma part.

M. Parry: Une des choses qui intéresseraient beaucoup le Comité serait d'avoir une diapositive où seraient comparés les coûts projetés de la construction actuelle, encore que je ne voie pas qu'il soit facile de. . .

M. Morrison: Hydro-Ontario établit très régulièrement ces évaluations. Je suis sûr qu'elle pourrait vous fournir les détails. Nous croyons savoir que ces évaluations les plus récentes donneraient au nucléaire, pendant la durée de vie utile de la centrale, un avantage de coût d'environ 20 à 30 p. 100 par rapport au charbon.

M. Parry: En théorie, sans doute, étant donné la disponibilité limitée d'emplacements viables pour les centrales nucléaires.

M. Morrison: En effet. Mais elle pourra vous donner en détail des renseignements sur la situation du charbon par rapport au nucléaire. L'Ontario s'oriente vers l'énergie nucléaire car il a épuisé la plus grande partie de ses sources d'énergie électrique moins onéreuses.

M. Parry: Oui. En tout cas, la plupart de celles qui sont accessibles et économiques.

Il est question dans nos notes de la limite de 75 millions de dollars quant au coût des accidents associés à l'exploitation des centrales électriques nucléaires, dans le cadre de la Loi sur la responsabilité nucléaire. Depuis l'adoption de cette législation, un accident impliquant l'énergie nucléaire a-t-il entraîné des coûts qui ont été contestés? Ici, je ne parle pas de la panne du coeur du réacteur de Pickering, où tous les coûts étaient. . . Non. Hydro-Ontario ne les avait pas tous pris à sa charge, car elle s'est adressée au fabricant du coeur du réacteur, n'est-ce pas, pour les défauts possibles de construction? Non, je

[Text]

thinking about were costs say that went into the public domain and—

Mr. Morrison: To my knowledge, there have never been any claims under the Nuclear Liability Act. I could perhaps ask some of the visitors in the gallery from the Atomic Energy Control Board if they have anything to add to that, but my understanding is there have never been any claims under the Nuclear Liability Act.

The Chairman: Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: Gentlemen, thank you for appearing. I wonder if we could have the last slide on the screen again. I have some questions on that and on a few others of your slides. This is showing the differential of costs of generating electricity, coal versus nuclear, in different geographic regions. Why would a region such as western Canada have a higher cost of nuclear than a region such as France or a region such as Japan, or in fact central Canada or eastern Canada?

• 0940

Mr. Morrison: Probably because nuclear power in western Canada would consist initially of a single or a double unit, whereas in Ontario and France, which are among the areas where the nuclear power costs are cheaper, there are standardized, multi-unit programs, fairly large in scope, which permit economies of scale. So if one were to build a reactor in Alberta, it would initially be a single or possibly a two unit station and the economies of scale work against you. In each case, as Mr. Thexton mentioned, the individual utilities put forward their estimate of what it would cost to do nuclear or coal on their particular system.

Mr. Gagnon: I find the differential between central Canada, which is roughly 20 mills per kilowatt, and western Canada, which is about 34, a fantastic differential. You are talking well over 50% differential.

Mr. Morrison: Yes. That reflects the economies of scale gained by Ontario through a standard, large scale, multi-unit program. It is experience they gain by building one unit after another. By the time you get to the twentieth unit you know how to do it pretty effectively. Mr. Thexton, do you want to add to that?

Mr. Thexton: Yes. Perhaps I could just add a little bit. The data for western Canada for nuclear is in fact based upon the Point Lepreau II 600-megawatt study that New Brunswick Power was involved in at the time. That is, for this study we assumed that a utility building a 600-megawatt reactor anywhere in Canada would pay approximately the same cost. So we compared that cost against Alberta's coal cost. We did not ask the Province of Alberta to provide its own nuclear costs. It had no basis for doing so. The Point Lepreau II 600-megawatt plant at the time was being studied. The costs the utility provided

[Translation]

parle des coûts qui sont par exemple tombés dans le domaine public et. . .

M. Morrison: A ma connaissance, aucun recours n'a jamais été présenté en vertu de la Loi sur la responsabilité nucléaire. C'est ce que je crois, mais je pourrais peut-être demander aux représentants de la Commission de contrôle de l'énergie atomique qui sont ici s'ils ont autre chose à ajouter à cela.

La présidente: Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Messieurs, merci d'avoir bien voulu comparaître. Serait-il possible de projeter à nouveau la dernière diapositive? Elle m'inspire quelques questions, et j'en aurai d'autres sur quelques-unes de vos autres diapositives. Alors, il s'agit des différences de coûts de la production d'électricité pour le charbon par rapport au nucléaire, dans différentes régions géographiques. Pourquoi le coût du nucléaire serait-il plus élevé dans l'Ouest du Canada qu'en France ou qu'au Japon, voire au centre ou à l'est de notre pays?

M. Morrison: Probablement parce que dans l'Ouest du Canada, initialement l'énergie nucléaire comprendrait une unité simple ou double, alors qu'en Ontario et en France où le coût de l'énergie nucléaire est le moins élevé, il existe des programmes standardisés, à plusieurs unités, de très vaste envergure, qui permettent des économies d'échelle. Par conséquent, si l'on devait construire un réacteur en Alberta, il s'agirait initialement d'une centrale à une seule ou peut-être deux unités, de sorte que les économies d'échelle ne pourraient pas s'appliquer. Dans chaque cas, comme l'a dit M. Thexton, chacun des services publics présente son estimation des coûts de la production d'électricité à partir du nucléaire ou du charbon, dans son propre système.

M. Gagnon: La différence entre le centre du Canada, avec environ 200 mills par kilowatt, et l'Ouest avec 34, est considérable. On passe pratiquement du simple au double.

M. Morrison: En effet. Cela tient compte des économies d'échelle réalisées par l'Ontario, grâce à un programme standardisé, à vaste échelle, avec des unités multiples. Cette province acquiert de l'expérience en construisant des unités les unes après les autres. En arrivant à la vingtième, elle sait comment procéder de façon très efficace. Monsieur Thexton, voulez-vous ajouter autre chose?

M. Thexton: Oui. Je pourrais peut-être ajouter quelques renseignements. Les données pour le nucléaire en ce qui concerne l'Ouest du Canada sont en fait fondées sur l'étude de Point Lepreau II à 600 mégawatts, à laquelle avait participé alors la New-Brunswick Power. Pour cette étude, nous avons supposé qu'un service public qui construirait un réacteur de 600 mégawatts, où que ce soit au Canada, payerait approximativement le même coût. Ainsi, et nous avons comparé ce coût à celui du charbon, pour l'Alberta. Nous n'avons pas demandé à cette province de fournir ses propres coûts pour le

[Texte]

we thought were rather conservative, but as Dr. Morrison has explained and as I mentioned earlier, we simply took the data from the utility without quarrelling with them.

The Ontario data was based upon a Darlington-type station but built under conditions where there were no delays due to any external factors. That is, Ontario Hydro said if they were to build a new Darlington station at the time of the study, they would do it with the stations coming into service at intervals of about nine months.

Mr. Gagnon: Are we talking about two very different kinds of plants, the Darlington and Point Lepreau?

Mr. Thexton: Yes. Although they are all CANDU reactors and they all have the same basic technology involved in them, the 600-megawatt reactor is a single unit, stand alone plant with its own containment building. The Ontario Hydro plants consist of a series of units built in an integrated structure where they share the containment system through the use of a vacuum containment. You get enormous benefits from being able to build four units in a row where you can take the labour force and move it in a simple manner from one plant to the next. That is, they are staged construction with the rate of construction optimized for the use of labour and for the delivery of the components.

Experience has also shown that you get great benefits when for example a piece of equipment for one unit is damaged or fails in its early test program and can be replaced with the component being made for the next unit with very little delay. If you can cut down delay in the construction period you save a lot of money, because the carrying charges are so high in a capital-intensive project of any nature, including nuclear power.

• 0945

Mr. Gagnon: Is there any optimum number of units that makes it the most efficient and still safe?

Mr. Thexton: I do not think there is any question of safety involved in this. The safety level will be the same in every case.

We have never done a study on what the... You could draw a curve of how those costs per unit would fall with more units at a given station. I do not think you would gain much more after four stations. But if you have a large program, as the French do, where you are continuing to build stations of essentially the same design—I think the French have built about 31, or maybe it is 34, of their 900 megawatt units, it is a large number—then of course you have great benefits in your facilities at the shops for effectively production-line types of operation for many components. If you have a program that large, you will get some additional benefits. There is little question about that. That is one reason why, as Dr.

[Traduction]

nucléaire, puisqu'elle n'est pas en mesure de le faire. À l'époque, la centrale de 600 mégawatts de Point Lepreau II était à l'étude. Les services publics nous ont fourni des coûts qui nous ont paru assez modérés, mais comme l'a expliqué M. Morrison, et comme je l'ai dit précédemment, nous avons simplement examiné ces données sans les contester.

Les données de l'Ontario étaient fondées sur une centrale du type Darlington, mais construite dans des conditions où des facteurs extérieurs n'entraînaient pas de retard. C'est-à-dire que Hydro-Ontario a dit que si elle devait construire une nouvelle centrale Darlington au moment de l'étude, elle le ferait de sorte que les stations entreraient en service environ tous les neuf mois.

M. Gagnon: Parlons-nous de deux types de centrales différentes, Darlington et Point Lepreau?

M. Thexton: Oui. Bien qu'il s'agisse toujours de réacteurs CANDU et des mêmes techniques de base, le réacteur à 600 mégawatts est une unité unique, une centrale individuelle qui possède sa propre structure de confinement. Les centrales Hydro-Ontario comprennent une série d'unités construites en une structure intégrée où elles partagent un système de confinement sous vide. Il est extrêmement avantageux de pouvoir construire quatre unités à la fois, puisque l'on utilise la même force de travail que l'on déplace simplement d'une centrale à l'autre. Autrement dit, la construction a été progressive et son coût a été optimal quant à l'utilisation de la main-d'œuvre et de la livraison des composantes.

L'expérience montre aussi que ce procédé est très avantageux lorsque, par exemple, une pièce d'équipement d'une unité est endommagée, ou en panne dans son premier programme d'évaluation; elle peut être remplacée par la pièce qui est fabriquée pour l'unité suivante, et ce dans de très brefs délais.

M. Gagnon: Existe-t-il un nombre optimal d'unités qui les rende plus efficaces tout en respectant encore la sécurité?

M. Thexton: Je ne pense pas qu'il s'agisse ici de sécurité. Le niveau de sécurité demeurerait le même dans tous les cas.

Nous n'avons jamais étudié ce que serait... Vous pouvez tracer une courbe illustrant dans quelle mesure les coûts par unité diminueraient avec un plus grand nombre d'unités à une centrale donnée. Je ne pense pas que les avantages soient beaucoup plus grands après quatre centrales. Mais avec un grand programme, comme celui des Français, où vous continueriez à construire des centrales de la même conception—je pense que la France a construit 31 ou peut-être 34 unités à 900 mégawatts, soit un grand nombre—bien sûr, vous aurez de grands avantages dans vos installations et dans vos usines pour que la production de nombreuses pièces se fasse de façon plus efficace. Avec un programme aussi vaste, vous

[Text]

Morrison said earlier, the French nuclear costs are as low as they are.

Mr. Gagnon: If I could get you to go back to a slide earlier, you had the costs of nuclear, fossil, and hydro. Mr. Parry was talking about the cost of waste management and presumably decommissioning built into the nuclear. Is that correct?

Mr. Morrison: Yes.

Mr. Gagnon: What, if anything, is built into fossil fuel generation for such things as acid rain? I am not talking about on-site but off-site.

Mr. Morrison: I do not think anything.

A voice: Scrubbers.

Mr. Gagnon: Scrubbers would be on-site.

Mr. Morrison: But Ontario Hydro does not have scrubbers in its program. There would not be any cost built in for that, as far as I know.

Mr. Thexton: Certainly in the comparisons you have seen between Pickering and the equivalent fossil, those were contemporary fossil-fired plants. There is no flue gas desulphurization or any program such as that built in. The same with comparisons between Bruce and Nanticoke, nuclear versus coal. In the international comparison, the OECD comparison, there was no flue gas desulphurization, I do not believe. But in the more recent studies Ontario Hydro are doing, where they are saying what the comparison would be between the newest nuclear plants, Pickering B and Bruce B, compared with coal plants that would have been built at that time—if they had not built the nuclear plants but had built the coal plants—in that case they have included the cost of wet scrubbers.

Mr. Gagnon: So that would be a good question to ask Ontario Hydro.

If we could have a look at nuclear and start quantifying what sorts of costs you have in there, one comment Mr. Thexton made was the situation of how long it takes to start operating. Can you give us a list of what the different components of costs of nuclear are?

Mr. Morrison: I will let Mr. Thexton do that. He is our cost expert.

Mr. Thexton: The components of cost are of course the capital cost, which you amortize in much the same way you do with a mortgage. That is, you take the cost of the plant at the time it was built. Each year you charge into your rate structure one-fortieth—that is, you write down the capital cost of the plant over 40 years—plus interest on all of the outstanding debt. So the first year it is interest on 100% of the plant, the next year it is one-

[Translation]

obtiendrez d'autres avantages. C'est indéniable. C'est l'une des raisons pour lesquelles, comme l'a dit précédemment M. Morrison, les coûts du nucléaire pour la France sont aussi peu élevés.

M. Gagnon: Si vous voulez bien revenir à une diapositive que vous avez déjà présentée, elle portait sur les coûts de l'énergie nucléaire, fossile et hydro-électrique. M. Parry a parlé du coût de la gestion des déchets, et probablement de la mise hors service qui est intégrée dans le coût du nucléaire. Est-ce exact?

M. Morrison: En effet.

M. Gagnon: Qu'est-ce qui est inclus dans les coûts de production de combustible fossile pour les pluies acides, par exemple? Pas sur place, mais en dehors du site?

M. Morrison: Rien, me semble-t-il.

Une voix: Des épurateurs.

M. Gagnon: Les épurateurs se trouveraient sur place.

M. Morrison: Mais le programme d'Hydro-Ontario ne prévoit pas d'épurateurs. Pour autant que je sache, leur coût n'a pas été prévu.

M. Thexton: Certainement, dans les comparaisons que vous avez vues entre Pickering et les centrales équivalentes à fossile, ces dernières étaient tout à fait modernes. Il n'est donc pas prévu de programmes de désulfuration des gaz de combustion. Même chose pour les comparaisons entre Bruce et Nanticoke, pour le nucléaire par rapport au charbon. Dans la comparaison internationale, celle de l'OCDE, il ne me semble pas qu'on ait prévu de désulfuration des gaz de combustion. Mais dans les études plus récentes qu'entreprend Hydro-Ontario, il est indiqué que la comparaison se situerait entre les centrales nucléaires les plus récentes, Pickering B et Bruce B, par rapport aux centrales à charbon qui auraient été construites à cette époque—si des centrales au charbon avaient été construites plutôt que des centrales nucléaires—et dans ce cas, le coût des épurateurs à eau a été inclus.

M. Gagnon: Ce serait donc une bonne question à poser à Hydro-Ontario.

Si nous pouvions examiner le nucléaire pour commencer à quantifier les sortes de coûts qui sont pris en compte, une des remarques qu'a faites M. Thexton était de savoir au bout de combien de temps l'exploitation pouvait commencer. Pourriez-vous nous énumérer les différentes composantes des coûts du nucléaire?

M. Morrison: Je laisserai la parole à M. Thexton qui est notre expert en matière de coûts.

M. Thexton: Les composantes des coûts sont bien sûr le coût d'équipement qui sont amortis comme pour une hypothèque. Autrement dit, prenez le coût de l'usine au moment de la construction. Chaque année, vous ajoutez un quarantième au tarif—c'est-à-dire que vous amortissez le coût en capital de la centrale en 40 ans, et que vous ajoutez l'intérêt sur toute la dette en suspens. Ainsi, la première année, l'intérêt porte sur la totalité de la

[Texte]

fortieth less, and so on. So that is accounted for over the life of the plant.

Then there is the operating and maintenance cost, which obviously covers the cost of the operators, plus all of the equipment and materials used. There is the fuelling cost, which is not just the uranium, of course. It is the cost of fabricating the fuel and storing and disposing of the spent fuel. In CANDU reactors, you also have an account for heavy water upkeep. Sometimes we lump that together with operation and maintenance, but a small amount of heavy water is lost each year which must be replaced and we often show that as a separate account.

• 0950

The sinking funds we mentioned earlier for decommissioning and spent fuel management, depending on the accounting process you are going through, in some cases are shown separately. They would normally be added into one of the other categories.

Mr. Gagnon: Two questions. One concerns the capital aspect. You earlier mentioned the time to get a plant up and running. How big a factor, as a percentage of the overall cost, would that be? Second, you talk about the loss of heavy water. Where does it go?

Mr. Thexton: Dealing with the first one, the capital cost, what fraction of that is the financing cost, that depends very much on how quickly you build the station. I would like to go back and dig out some actual figures for you. Perhaps we can send you something.

Mr. Gagnon: Please.

Mr. Thexton: From my recollection, on a plant that is built to an optimum construction schedule, something like one-third of the capital cost would be financing charges when we are dealing with interest rates of the order of 10% or so—a little more than 10%, I suppose, in recent times. But we will dig out some actual figures for you and send those to you.

As Dr. Morrison mentioned—it is one reason why we are very concerned about trying to make comparisons with the American case—many American stations have been delayed for many, many years, and in several stations the financing costs are more than 50% of the capital cost. No reactors have been ordered in the United States since about 1974; any plants that are coming into service now therefore have had some problems with delays, for a variety of reasons, which I do not think we need to go into at the moment. But we can say that virtually all of those stations have artificially high costs because of the delays and the high carrying charges associated with those delays.

[Traduction]

centrale, l'année suivante, un quarantième de moins et ainsi de suite. C'est donc pris en compte pendant toute la durée de vie de la centrale.

Il y a ensuite les frais d'exploitation et d'entretien qui couvrent évidemment le coût des exploitants, plus tout l'équipement et les matériaux utilisés. Tout ce qui est du coût du combustible, il ne s'agit pas uniquement de l'uranium, bien sûr. Il y a le coût de la fabrication du combustible et celui du stockage du combustible irradié. Dans les réacteurs CANDU, il faut tenir compte aussi de l'entretien de l'eau lourde. Il nous arrive de l'inclure dans les frais d'exploitation et d'entretien, mais une petite quantité d'eau lourde se perd chaque année et doit être remplacée, de sorte que ce coût figure souvent dans un compte distinct.

Les fonds d'amortissement que nous avons mentionnés tout à l'heure à propos du déclassement et de la gestion du combustible irradié, selon la méthode comptable envisagée, sont parfois comptabilisés séparément. Le plus souvent, ils sont ajoutés à l'une des autres catégories.

M. Gagnon: Deux questions. Tout d'abord, les immobilisations. Vous avez mentionné le temps qu'il faut pour mettre en place une centrale et la faire fonctionner. Quel pourcentage des coûts globaux les frais de démarrage représentent-ils? En deuxième lieu, vous avez évoqué la perte d'eau lourde. Où va cette eau lourde?

M. Thexton: Je répondrai d'abord à la première question. Les coûts d'investissement, comme pourcentage des frais financiers, dépendent dans une large mesure de la rapidité de construction de la centrale. À mon retour au bureau, je tâcherai de mettre la main sur des chiffres concrets. Nous serons peut-être en mesure de vous envoyer quelque chose.

M. Gagnon: Merci.

M. Thexton: Si ma mémoire est bonne, pour une centrale qui respecte l'échéancier de construction, environ le tiers du coût d'investissement représente les frais financiers lorsque les taux d'intérêt sont de l'ordre de 10 p.100—ou même un peu plus, j'imagine, comme c'est le cas actuellement. Mais nous essaierons de mettre la main sur des chiffres précis, que nous vous enverrons.

Comme M. Morrison l'a mentionné—et c'est là l'une des raisons pour lesquelles nous hésitons à faire des comparaisons avec le cas américain—, de nombreuses centrales américaines ont été retardées pendant de très nombreuses années, de sorte que les frais financiers ont grimpé dans certains cas jusqu'à plus de 50 p.100 du coût d'investissement. Aucun réacteur n'a été commandé aux États-Unis depuis 1974 environ. Les centrales qui entrent en service maintenant se sont heurtées à des retards, pour diverses raisons que nous n'avons pas à examiner pour l'instant. Il reste que pratiquement toutes ces centrales ont subi des coûts artificiellement élevés en raison des retards et des frais financiers considérables que ceux-ci ont entraînés.

[Text]

The second question you asked was where the heavy water goes. The primary circuit of the reactor of course is under high pressure and high temperature, and there are a number of seals both where you have to refuel the reactor and at pumps and valves and so on. It is inevitable with any system that you get a small amount of leakage out of those. In our reactors we have room dryers to capture the vapour that comes out of that and to recover that heavy water, but inevitably in that process a little is lost. Also, sometimes, as with any operation, you will spill some heavy water on the floor in handling it and so on. So it is just inevitable that there is some small loss.

The target number is about 1% of the total inventory per year. You can ask Ontario Hydro about its operating experience on that, but I think you will find that they feel that target is very achievable. I think in almost every year they have come under that target. But it is a reasonable number, about 1% of the total inventory per year that must be replaced. We think it is a very excellent performance to be able to keep a large system like this as leak-tight as they do.

The Chairman: To follow up on a question Paul asked about the capital costs in the U.S. and the long-time start-ups, who is carrying those costs? The consumer?

Mr. Thexton: It is a very interesting question. In the United States there are a number of court cases and regulatory fights over it. The privately owned utilities apply for a rate increase as their plant comes in, to allow them to recover all of those costs plus a return on their investment for their shareholders. The public utilities commissions have been ruling that some of those costs were imprudently acquired and that management should have made decisions to avoid some of them. In a number of cases they have ruled that the shareholders will not be reimbursed for all those costs. The shareholders lose in that case.

• 0955

The Chairman: Did Three Mile Island trigger that? They went into their moratorium.

Mr. Thexton: Three Mile Island did not trigger the whole question of prudency audits and how this gets factored back into who pays for it. Three Mile Island certainly had a very big impact on delays for their programs. Enormous regulatory changes were made in the United States after Three Mile Island and a lot of reactors had to have modifications and backfittings. It led to a lot of delay.

[Translation]

La deuxième question que vous avez posée portait sur les fuites d'eau lourde. Le circuit primaire du réacteur qui, naturellement, fonctionne à haute pression et à haute température, comporte un certain nombre de dispositifs d'étanchéité aux endroits où il faut réalimenter le réacteur, de même qu'aux pompes, aux soupapes, etc. Il est inévitable que de telles installations connaissent un petit pourcentage de fuite. Dans nos réacteurs, nous disposons d'appareils de séchage pour capter la vapeur qui se dégage et récupérer cette eau lourde, mais forcément il s'en perd de petites quantités dans le processus. Comme dans toute exploitation, également, les opérations de manutention entraînent parfois de petites pertes, quand par exemple un peu d'eau lourde se répand sur le plancher. Les fuites en quantités infimes sont par conséquent inévitables.

L'objectif maximum a été fixé à environ 1 p.100 par an de l'ensemble des stocks. Vous pourrez demander aux représentants d'Hydro-Ontario de vous parler de leur expérience à cet égard, mais ils conviendront sans doute avec moi que cet objectif est tout à fait réalisable. Je pense que presque tous les ans, on est resté en-deçà de l'objectif. Cette quantité est raisonnable, mais il faut compter environ 1 p.100 de l'ensemble des stocks à remplacer tous les ans. À notre avis, c'est pratiquement un tour de force que d'être en mesure d'assurer à ce point l'étanchéité d'un gros système comme celui-là.

La présidente: Pour poursuivre la question posée par Paul toute à l'heure au sujet des coûts d'investissement aux États-Unis et de la lenteur des démarrages, qui doit assumer ces frais? Le consommateur?

M. Thexton: Votre question est très intéressante, d'autant plus que plusieurs litiges ont été portés devant les tribunaux américains et qu'on assiste actuellement à un contentieux réglementaire à ce sujet. Les sociétés privées de services publics demandent des hausses de tarif au moment où leur centrale entre en service, afin de leur permettre de recouvrer les coûts engagés et d'assurer un certain rendement du capital investi par les actionnaires. Les commissions de services publics ont jugé que les investissements témoignaient parfois d'un manque de prudence et que la direction aurait dû prendre certaines décisions afin de limiter les frais dans un certain nombre de cas, il a été jugé que les actionnaires ne seraient pas remboursés de tous les frais. C'est alors les actionnaires qui se trouvent perdants.

La présidente: Est-ce l'affaire de Three Mile Island qui a tout cela? Ils ont décrété un moratoire.

M. Thexton: Ce n'est pas Three Mile Island qui a déclenché toute l'affaire des vérifications de précaution et de l'incidence de celles-ci sur la répartition des frais supplémentaires. Three Mile Island a certainement joué un rôle énorme dans les retards qui ont marqué ces programmes. Des modifications en profondeur ont été apportées à la réglementation américaine après l'incident de Three Mile Island et un grand nombre de réacteurs ont

[Texte]

The Chairman: It causes a tremendous financial burden on some of those private companies.

Mr. Thexton: Yes, some of them now are hovering on bankruptcy.

The Chairman: I can imagine. About the generation of power, do they have a lot of swing fuels they can use, going to coal, natural gas or...?

Mr. Morrison: The tendency in the United States now is to spend as little as possible because they are not sure what the public utility commissions will allow them in terms of a return. There is almost a *de facto* strike among the utilities in terms of new investment.

The most likely course they will embark on if supply becomes short in certain regions, as it is expected to, is gas turbines. They can be built very quickly at low capital cost. Then you only have to worry about the fueling cost down the road. It may be very expensive, but at least it allows you to get the thing up and running at low initial cost. It seems to be the way the United States will move if they have a short-term supply problem. Coal is less capital intensive than nuclear, but it is still a sufficient investment they are not willing to take a chance on until the regulatory climate is cleared.

The Chairman: They have been in this sort of moratorium for some years.

Mr. Morrison: Indeed they have, but they still have enough reserve capacity in most areas to go for a few more years. There may very well be a supply crisis in the early 1990s if growth continues.

The Chairman: Are you looking at the northeastern seaboard or the U.S. in total?

Mr. Morrison: The northeast is one fairly critical area.

The Chairman: It would be a good question for Hydro-Québec if Point Lepreau II ever goes through.

Mr. MacDougall: Most of the questions I thought about have been asked, but it seems you are comparing apples and oranges all the way through and I think they are two different sectors. I wonder why you would relate both types of power rather than dealing with nuclear power by itself.

Mr. Morrison: In terms of new capacity a decision is faced by utilities about whether to buy coal or nuclear. It is an interesting question for utilities and it is interesting for the coal and nuclear industries to have these studies.

[Traduction]

dû subir des modifications ou des restrictions. Les programmes s'en sont trouvés grandement retardés.

La présidente: Le fardeau financier doit être prodigieux pour certaines de ces entreprises.

M. Thexton: Exactement. Certaines d'entre elles sont d'ailleurs pratiquement acculées à la faillite.

La présidente: Je n'en suis pas étonnée. Pour la production d'énergie, les États-Unis disposent-ils d'autres combustibles qu'ils peuvent utiliser, comme le charbon, le gaz naturel ou...?

M. Morrison: La tendance actuelle aux États-Unis, c'est d'investir le moins possible dans le domaine de l'énergie. Les entreprises intéressées, ne peuvent savoir ce que les commissions de services publics les autoriseront à percevoir comme rendement de l'investissement. On assiste à une sorte de grève *de facto* chez les entreprises de services publics en matière d'investissements.

La solution la plus vraisemblable en faveur de laquelle elles opteront si l'approvisionnement vient à faire défaut dans certaines régions, comme on s'y attend, est celle des turbines à gaz. Celles-ci peuvent être construites rapidement, à peu de frais. C'est en aval que les coûts sont élevés pour l'achat du combustible. Le gaz coûte peut-être cher, mais au moins il permet de mettre en place les installations à des coûts initiaux modestes. Il semble bien que ce soit là la voie que les États-Unis emprunteront s'ils sont confrontés à un problème d'approvisionnement à court terme. Le charbon exige des investissements moins importants que le nucléaire, mais tant que le climat de réglementation actuel ne se sera pas assaini, les entreprises jugeront que les immobilisations sont encore trop élevées.

La présidente: Le moratoire est en place depuis déjà plusieurs années.

M. Morrison: C'est exact. Mais les États-Unis disposent encore d'une capacité de réserve suffisante dans la plupart des régions pour tenir le coup encore plusieurs années. La crise de l'offre pourrait bien se faire sentir au début des années 1990 si la croissance continue.

La présidente: Pensez-vous à la côte Nord-Est en particulier ou aux États-Unis dans leur ensemble?

M. Morrison: Le Nord-Est est probablement le secteur le plus critique.

La présidente: Hydro-Québec ne pourrait donc que se féliciter si Point Lepreau II finissait par avoir le feu vert.

M. MacDougall: La plupart des questions que j'avais en tête ont déjà été posées, mais il me semble que l'on est en train de mélanger les choux et les navets, car ce sont en fait deux secteurs différents. Je me demandais pourquoi vous vous sentiez obligé de mettre en relation les deux types d'énergie plutôt que de traiter l'énergie nucléaire en soi.

M. Morrison: C'est que pour accroître la capacité, les services publics doivent décider entre le charbon ou le nucléaire. La question ne manque pas d'intérêt non seulement pour les services publics mais également pour

[Text]

One does not consider nuclear in isolation or coal in isolation. It is a very tough competition between the two kinds of fuels for most of the utilities in the industrial world. Coal prices have come down somewhat since that study was made and in most areas the competition is very close. Coal is favoured for having a lower front-end cost. Utilities are willing to take the chance on the fueling cost because they are less exposed up front.

Mr. MacDougall: The other part is the waste sector side. What concerns do you have about making use or storage of waste? I have not heard much today about storage. It is probably one of the biggest problems facing the whole industry.

Mr. Morrison: It is certainly a problem in terms of public concern. Along with safety it is probably the biggest issue the nuclear industry faces. Our view about the waste management problem is a little different from the public perception. The volume of used fuel produced by nuclear industries is very small. It is about 1,200 tonnes a year in Canada. It is a volume that would fit very comfortably in this room. Our management method now in the utilities is to take that fuel when it comes out of the reactor and store it in water-filled bays, which are like large swimming pools at the reactor sites. It can remain there in safe, cheap, and reliable storage for many decades—30, 40, 50, years.

• 1000

That is the management method. There is no problem of finding storage space. There is no problem of cost for many decades. It is therefore not a situation where large quantities of waste are piling up and we have no place to put them. That is not the situation. They are in safe storage. It is not a problem for the utilities to generate more storage space on site as they need it.

For the longer term, there is a research program in place to look into the possibilities of disposal or some other form of long-term management in the granite rock formations of the Canadian Shield. That is well advanced. It is a generic concept we are studying, not a specific site. We do not need a specific site for many years and only when we have had a process of public hearings, environmental assessment and governmental decision that the method proposed is in fact safe will we go out and look for actual facilities.

[Translation]

l'industrie houillère et nucléaire. Les deux formes d'énergie sont désormais industrielles, car elles se définissent l'une par rapport à l'autre. La concurrence est extrêmement âpre entre les deux combustibles pour la plupart des entreprises de services publics du monde industriel. Les prix du charbon ont baissé quelque peu depuis que cette étude a été publiée et dans la plupart des régions, la concurrence est extrêmement serrée. Le charbon l'emporte en ce qui a trait aux investissements d'amont. Les services publics veulent bien courir le risque en aval sur le coût du combustible parce qu'ils sont moins exposés en amont.

M. MacDougall: Mon autre question porte sur le secteur des déchets. Quelles sont vos principales préoccupations concernant l'utilisation ou l'entreposage des déchets? On n'a pas beaucoup parlé aujourd'hui d'entreposage. C'est pourtant l'un des plus graves problèmes auxquels se heurte toute l'industrie.

M. Morrison: C'est là en effet un problème aigu du point de vue du public. Au même titre que la sécurité, c'est là un lourd boulet que doit traîner l'industrie nucléaire. Notre vision du problème de la gestion des déchets diffère cependant de celle du public. C'est qu'en fait le volume de combustibles épuisés produits par l'industrie nucléaire est assez réduit. La quantité de combustibles épuisés se chiffre à environ 1,200 tonnes par an au Canada. Ce volume n'aurait sans doute aucune difficulté à être stocké dans une pièce comme celle-ci. Notre méthode de gestion au sein des services publics consiste maintenant à prendre le combustible à sa sortie du réacteur pour l'entreposer dans des bassins remplis d'eau, qui ressemblent un peu à de grandes piscines sur les lieux de la centrale. Les déchets peuvent demeurer en toute sécurité dans ces bassins d'entreposage fiables et bon marché pendant des décennies—30, 40, 50 ans.

C'est là la méthode de gestion qui a cours. On n'a aucune difficulté à trouver des lieux d'entreposage. Les coûts ne poseront pas de problème pendant des décennies. Nous ne sommes donc pas confrontés à d'énormes quantités de déchets qui s'accumulent et dont on ne sait que faire. Ce n'est pas notre cas. Nos déchets sont entreposés en toute sécurité. Il reste encore aux entreprises de services publics amplement d'espace d'entreposage sur les lieux de leurs installations pour répondre à leurs besoins.

Pour prévenir les problèmes à plus long terme, on a mis en place un programme de recherches afin d'examiner les possibilités d'enfouir d'une façon ou d'une autre les déchets dans les formations de roche gratinique du Bouclier canadien. L'étude est bien avancée. C'est un concept général qui est examiné et non un lieu particulier. Nous n'aurons pas besoin d'un lieu particulier avant de nombreuses années et nous attendrons des audiences publiques, les résultats d'étude d'impact sur l'environnement et une décision gouvernementale au sujet de la sécurité de la méthode proposée, avant de nous mettre à la recherche d'un lieu précis.

[Texte]

Mr. MacDougall: I find it quite interesting, because last year I spent considerable time on the environment committee. We dealt with nuclear waste and the storage of it. I heard the other side of the story and it is much different from yours.

Mr. Morrison: Indeed it is.

Mr. MacDougall: There is quite a concern out there in the volume of nuclear waste, the safety of storage and the fact being that nobody wants to store it, other than on site. If you look across the country... and AECL have done studies or have gone into regions looking at the possibility of using either mine shafts or storing it in the granite, and if there is an issue that is more controversial, I do not know of one.

I am interested in the fact that you believe there is not a problem on the storage side of it for many years to come. Yet last year we heard the entirely different side of it, that there was major concern about the volume of waste and the proposal for its storage. It was quite interesting.

Mr. Morrison: There are different kinds of ways. There is a certain amount of concern right now in Ontario about some of the low-level wastes, which have been generated by uranium refineries and radium refineries in the past. They are much lower in intensity than the used nuclear fuel, but larger in volume. In those cases, we are looking for a site for them in the near term. However, that is a rather different set of concerns from the concerns about used nuclear fuel, and there the volumes are indeed as small as I have told you.

The Chairman: Following up on Mr. MacDougall's question, how do they store or manage waste in Sweden, in France, in other countries?

Mr. Morrison: It is very similar to the way we store ours, generally in water-filled bays at reactor sites. As a country we have always anticipated that we would store our used fuel for a long time. We have anticipated that and made provision for storage. Some of the other countries felt that they would probably recycle their fuel at an early stage and have not made as much provision for long-term storage. Some of the utilities in other countries therefore had a bit of a problem on their sites about finding space to store the fuel for longer periods when it looked as if it would be economic to do so.

[Traduction]

M. MacDougall: Cette question m'apparaît d'autant plus intéressante que j'ai consacré l'an dernier un temps considérable aux travaux du comité sur l'environnement. Nous avons abordé la question des déchets nucléaires et de leur entreposage. Il existe un revers de la médaille à votre point de vue et j'ai pu entendre des opinions fort différentes de la vôtre.

M. Morrison: Je n'en doute pas.

M. MacDougall: Certains s'inquiètent énormément du volume de déchets nucléaires, de la sécurité de leur entreposage et du fait que personne ne veut les enfouir ailleurs que sur les lieux des centrales elles-mêmes. Pour sa part, Énergie atomique du Canada a procédé à des études et a même parcouru diverses régions afin d'examiner la possibilité d'avoir recours à des puits de mine ou à des lieux d'enfouissement dans le granite. Or, s'il est une question qui suscite plus de controverses que celle-là, je ne la connais pas.

Je trouve intéressant que vous soyez persuadé que l'entreposage ne posera pas de problème pendant encore de nombreuses années. Pourtant, l'année dernière, nous avons entendu une tout autre version selon laquelle le volume des déchets et les méthodes d'entreposage proposées étaient fort préoccupants. La question ne manque pas de piquant.

M. Morrison: En fait, cette question comporte deux volets. Certaines inquiétudes ont été exprimées récemment en Ontario concernant les déchets de bas niveau, produits autrefois par les raffineries d'uranium et de radium. Ces déchets sont de beaucoup plus faible intensité que le combustible nucléaire épuisé, mais de volume plus important. Dans leur cas, il faudra trouver des lieux de stockage à moyen terme. Toutefois, les préoccupations qui peuvent viser le combustible nucléaire épuisé sont forcément de nature très différente, car les volumes en jeu sont effectivement pratiquement négligeables, comme je le disais tout à l'heure.

La présidente: Pour donner suite à la question de M. MacDougall, comment fait-on en Suède, en France et dans les autres pays pour stocker ou gérer les déchets?

M. Morrison: Leur méthode ne diffère guère des nôtres, c'est-à-dire qu'ils ont recours à des bassins d'eau sur les lieux des réacteurs. A l'échelle nationale, nous avons toujours pensé qu'il nous faudrait entreposer notre combustible épuisé pendant longtemps, nous avons prévu les besoins et pris les mesures de stockage en conséquence. D'autres pays ont d'abord cru qu'ils seraient probablement en mesure de recycler leur combustible à brève échéance; ils n'ont donc pas pris de telles mesures en vu d'un stockage à long terme. Certains services publics étrangers se sont par conséquent retrouvés tout à coup aux prises avec des difficultés d'entreposage du combustible sur les lieux à plus long terme, lorsqu'ils se sont aperçus que les techniques de recyclage n'étaient pas encore au point.

[Text]

The Chairman: Even when Canada sells a reactor, is it taken into the criteria, into the contract, that there is a safe or an acceptable means of storage?

Mr. Morrison: No. That is the responsibility of the host utility and the host country. They would not allow us to regulate their nuclear industry, just as we would not want their rules applying to our nuclear industry. In general, though, the used fuel removed from the reactors is in safe storage at all utilities everywhere in the world.

The Chairman: With regard to the International Atomic Energy Agency, we certainly are a member of that agency. Was it not Mr. Jennekens who went over to head that, Dean?

• 1005

Mr. Morrison: Mr. Jennekens is the deputy director of safeguards there.

The Chairman: What sorts of restrictions do they put on their members?

Mr. Morrison: The Canadian policy is to sell only to those countries with which we have nuclear co-operation agreements. By those agreements, they undertake to make a binding international commitment to non-proliferation, either by signing the Non-Proliferation Treaty, which binds them to it, or by finding some equivalent way of saying to the international community in a firm way that they undertake not to allow proliferation of weapons to take place, not to use these materials, and not to use their facilities for the production of weapons. By signing the Non-Proliferation Treaty, they accept international safeguards inspection by the agency, by Mr. Jennekens's inspectors, on all their nuclear power program, all their facilities.

The Chairman: Do all members of the agency sign the Non-Proliferation Treaty?

Mr. Morrison: No. There are a few who do not.

The Chairman: What other restrictions do they have, beyond the non-proliferation and the inspection, of course.

Mr. Morrison: This is the basic commitment they make. In the case of weapons states, like the United States, Britain, and France, our co-operation agreement with them insists on their undertaking not to use the Canadian equipment, material or technology they receive from us in their weapons program and to maintain separate inventories.

The Chairman: Does Canada police it, or does the agency?

Mr. Morrison: The agency polices it. In the weapons states, since they already have weapons, the agency has not

[Translation]

La présidente: Lorsque le Canada vend un réacteur à l'étranger, les normes de sécurité ou d'entreposage ne font-elles pas partie des modalités du contrat?

M. Morrison: Non. Cette responsabilité incombe aux services publics et au pays acquéreurs. Ces pays ne veulent pas d'ingérence dans la réglementation de leur industrie nucléaire, tout comme nous ne voudrions pas qu'ils s'immiscent dans nos affaires. En règle générale, toutefois, le combustible épuisé, enlevé des réacteurs, est conservé en lieu sûr par toutes les entreprises de services publics du monde.

La présidente: En ce qui a trait à l'Agence internationale de l'énergie atomique, nous sommes bel et bien membre. N'était-ce pas justement M. Jennekens qui a été nommé à sa tête, Dean?

M. Morrison: M. Jennekens est le directeur adjoint des sauvegardes.

La présidente: Quelle sorte de restrictions sont imposées aux membres?

M. Morrison: La politique canadienne consiste à ne vendre qu'aux pays avec lesquels nous avons des accords de coopération nucléaire. En vertu de ces accords, ils prennent un engagement international exécutoire de non-prolifération, soit en signant le Traité de non-prolifération, ce qui les oblige à le respecter, soit en trouvant une façon équivalente de déclarer à la communauté internationale qu'ils s'engagent à ne pas permettre la prolifération des armes, à ne pas utiliser ces matériaux, à ne pas utiliser leurs installations pour la production d'armes. En signant le Traité de non-prolifération, ils acceptent l'inspection internationale des sauvegardes par l'agence, par les inspecteurs de M. Jennekens, à l'égard de l'ensemble de leur programme d'énergie nucléaire, de la totalité de leurs installations.

La présidente: Est-ce que tous les membres de l'agence sont signataires du Traité de non-prolifération?

M. Morrison: Non. Il y en a quelques-uns qui ne le sont pas.

La présidente: Quelles sont les autres restrictions, en plus de la non-prolifération et de l'inspection, naturellement.

M. Morrison: C'est là l'engagement de base. Dans le cas des États dotés d'armes nucléaires, comme les États-Unis, la Grande-Bretagne et la France, notre accord de coopération exige qu'ils s'engagent à ne pas utiliser la technologie, l'équipement ou le matériel canadien qu'ils reçoivent de nous dans le cadre de leur programme d'armement et de tenir des inventaires distincts.

La présidente: L'application est-elle assurée par le Canada ou par l'agence?

M. Morrison: Par l'agence. Elle n'a pas consacré beaucoup d'efforts aux États qui disposent déjà d'armes

[Texte]

concentrated much effort on those countries. In those cases it is largely a bilateral undertaking between the two countries.

The Chairman: Does the agency have anything to do with the safety of storage of spent fuel?

Mr. Morrison: It has programs by which it will advise member states on how best to do it, and it organizes international scientific exchanges. Again, the regulation of safety is a matter of national sovereignty. There is advice, exchange, and co-operation but the actual safety matters are left to the national regulatory agencies in each country.

Mr. MacLellan: You mentioned that in the United States the question of nuclear energy and expansion of nuclear energy is more or less on hold?

Mr. Morrison: Yes.

Mr. MacLellan: What effect do you think the vote today on Maine Yankee will have on the future program in the United States?

Mr. Morrison: It will certainly have an effect on the Maine program. They get a substantial amount of energy from that reactor, which is one of the ones that has performed pretty well over its lifetime. It would be one more blow to the industry down there. As I mentioned earlier, the U.S. program is a very fragmented one with many different utilities, many different states with different regulations, and many different reactor types. Things can happen in one place that do not necessarily have too much impact on other places. Undoubtedly it will have a big public impact.

Mr. MacLellan: With respect to the Ontario Hydro and their use of nuclear energy, how much control does the federal government have over the expansion of Ontario's use of nuclear energy?

Mr. Morrison: The decisions to expand their nuclear energy capacity are entirely taken by the utility in conjunction with the province. We have very little influence.

Mr. MacLellan: We have turned over a good deal of the activity that was once provided by Atomic Energy of Canada Limited to Ontario Hydro, have we not?

Mr. Morrison: The CANDU system was developed in very close conjunction between AECL as the researcher and designer, and Ontario Hydro as the user. So it has always been very much a joint program. Ontario Hydro, with its very large construction program in the 1970s and early 1980s, did take on a lot of the engineering functions for its own reactors, but the two groups do maintain very close co-operation. In fact, one area where federal influence does come in is that Ontario Hydro still looks to the federal government for support in the R and D aspect of nuclear power, and in the idea that AECL will continue to be coming up with new designs and improvements. Ontario Hydro does not want to be stuck with a system that has no future.

[Traduction]

nucléaires. Dans ce cas, il s'agit essentiellement d'un engagement bilatéral entre les deux pays.

La présidente: Est-ce que l'agence s'occupe de l'entreposage sécuritaire du combustible irradié?

Mr. Morrison: Il a des programmes par lesquels il conseille les États-membres sur la meilleure façon de le faire, et il organise des échanges scientifiques internationaux. La réglementation de la sécurité relève de la souveraineté nationale. Il y a des conseils, des échanges et de la coopération, mais les questions concrètes de sécurité sont laissées aux organismes nationaux de réglementation de chaque pays.

M. MacLellan: Vous avez dit qu'aux États-Unis la question de l'énergie nucléaire et de l'expansion de cette énergie est plus ou moins en suspens?

M. Morrison: Oui.

M. MacLellan: Selon vous, quel sera l'effet du vote d'aujourd'hui sur la centrale *Maine Yankee* sur le programme futur aux États-Unis?

M. Morrison: Il y aura certainement un effet sur le programme du Maine. Cet État obtient une quantité considérable d'énergie de ce réacteur, dont le rendement a toujours été assez bon. Cela serait un autre coup pour l'industrie américaine. Comme je l'ai dit tout à l'heure, le programme américain est très fragmenté, avec de nombreuses entreprises, de nombreux États, des réglementations diverses et plusieurs types de réacteurs. Ce qui se passe quelque part n'a pas nécessairement des répercussions importantes ailleurs. Les répercussions publiques seront sûrement considérables.

M. MacLellan: Dans le cas d'Hydro-Ontario, dans quelle mesure est-ce que le gouvernement fédéral peut contrôler l'expansion de l'utilisation de l'énergie nucléaire par l'Ontario?

M. Morrison: Les décisions touchant l'expansion de la capacité nucléaire sont toutes prises par Hydro-Ontario, avec la province. Nous n'avons guère d'influence.

M. MacLellan: Nous avons transféré à Hydro-Ontario une bonne partie de l'activité assurée autrefois par Énergie atomique du Canada Limitée, n'est-ce pas?

M. Morrison: Le système CANDU a été mis au point en très étroite collaboration entre EACL, à titre de chercheur et de concepteur, et Hydro-Ontario, à titre d'utilisateur. Le programme a toujours été en très grande partie un programme conjoint. Dans le cadre de son très important programme de construction dans les années 1970 et au début des années 1980, Hydro-Ontario a assumé un grand nombre de fonctions de génie pour ses propres réacteurs, mais les deux groupes restent en très étroite collaboration. En fait, l'influence fédérale entre en jeu notamment du fait qu'Hydro-Ontario continue de compter sur l'appui du gouvernement fédéral en matière de recherche et de développement pour l'énergie nucléaire, ainsi que sur les nouvelles conceptions et les

[Text]

[Translation]

améliorations qui proviendront de l'EACL. Hydro-Ontario ne veut pas se retrouver avec un système sans avenir.

• 1010

Mr. MacLellan: But has Atomic Energy of Canada Limited given any guarantee to Ontario Hydro that they will continue to work on research and development on the CANDU system?

Mr. Morrison: Yes.

Mr. MacLellan: Or is it more or less here is our unit, and if you want to buy this, then—

Mr. Morrison: No. There is a strong commitment on the part of Atomic Energy of Canada Limited, and you can ask Mr. Donnelly, who will be here tomorrow—

Mr. MacLellan: Yes. That is why I wanted to find out from you—

Mr. Morrison: Yes, there is a strong commitment, but obviously Atomic Energy of Canada has to be backed up by the federal government, because it is a federal Crown corporation. But yes, there is that commitment to the CANDU system.

Mr. MacLellan: As far as the placing of radioactive wastes is concerned, is there any agreement, for instance, that the wastes of Ontario Hydro would be stored in Ontario and not some other province?

Mr. Morrison: Well, they are certainly stored there, because they are stored at the reactor sites—

Mr. MacLellan: Yes, but ultimately, I guess—

Mr. Morrison: When it comes to moving them for longer-term management, the research program I mentioned being carried out on the generic concept is a joint program between Atomic Energy of Canada and Ontario Hydro. There is no search at this time for a site.

The concept being studied involves granite formations of the Canadian Shield, and they are pretty prevalent in Ontario, but in other provinces as well. So the question of siting has been left in abeyance until we have an acceptably safe concept. But I think statements have been made to the effect that since Ontario has about 90% of the nuclear-power program in Canada, it would be reasonable to expect that a site in Ontario would be found.

Mr. MacLellan: Who has made those statements, though? Was it Ontario, was it the federal government, or was it the other provinces?

Mr. Morrison: The federal government has made those statements, sometimes in response to questions from other provinces.

Mr. Parry: Are you aware of any study on off-loaded costs of power generation? I am under the impression that by and large in the costing analyses the nuclear industry is

M. MacLellan: Mais est-ce que Énergie atomique du Canada Limitée a donné la garantie à Hydro-Ontario qu'elle continuera de travailler à la recherche et au développement du système CANDU?

M. Morrison: Oui.

M. MacLellan: Ou est-ce qu'on se contente plus ou moins de dire voici notre réacteur, et si vous voulez l'acheter, alors, ...

M. Morrison: Non. Il y a un engagement ferme de la part d'Énergie atomique du Canada Limitée, et vous pouvez en parler à M. Donnelly, qui sera ici demain. ...

M. MacLellan: Oui. C'est pour cela que je voulais savoir. ...

M. Morrison: Oui, il y a un engagement ferme, mais manifestement Énergie atomique du Canada doit bénéficier de l'appui du gouvernement fédéral, car c'est une société d'État fédérale. Mais il y a effectivement cet engagement à l'égard du système CANDU.

M. MacLellan: Quant à l'entreposage des déchets radioactifs, existe-t-il un accord disposant, par exemple, que les déchets d'Hydro-Ontario seront entreposés en Ontario plutôt que dans une autre province?

M. Morrison: Eh bien, c'est là qu'ils sont entreposés, car ils sont entreposés sur les lieux du réacteur. ...

M. MacLellan: Oui, mais un jour, j'imagine. ...

M. Morrison: Quand viendra le temps de les déplacer pour une gestion à long terme, le programme de recherche sur le principe générique, dont j'ai parlé est un programme conjoint d'Énergie atomique du Canada et d'Hydro-Ontario. On ne recherche pas encore un emplacement.

Le principe à l'étude porte sur les formations de granite du Bouclier canadien, et on en trouve beaucoup en Ontario, mais aussi dans d'autres provinces. La question de l'emplacement a été mise en veilleuse tant que nous n'aurons pas trouvé un principe présentant un niveau de sécurité acceptable. Mais je crois qu'on a déclaré que puisque l'Ontario représente environ 90 p. 100 du programme d'énergie nucléaire du Canada, il serait raisonnable de s'attendre à ce que l'on trouve un emplacement en Ontario.

M. MacLellan: Mais qui a fait ces déclarations? L'Ontario, le gouvernement fédéral ou les autres provinces?

M. Morrison: C'est le gouvernement fédéral qui a fait ces déclarations, parfois en réponse aux questions des autres provinces.

M. Parry: Êtes-vous au courant d'une étude sur les coûts déchargés de la production d'énergie? J'ai l'impression qu'en gros les analyses des coûts imputent à

[Texte]

tagged, as we say in accounting, with pretty near all of the costs of its operation, certainly from the time the fuel arrives at the gate of the generating station. And what I am thinking about is things like the costs of management of mine tailings—both in the nuclear industry and the coal industry—and the off-loaded costs of gas emissions and fly-ash from coal generation, the costs of which of course will be borne by future generations, either in the cost of clean-up or the cost of deteriorated environment, deteriorated quality of life. And there are even some off-loaded costs in hydro, which most people might not appreciate, but I get calls every year from people on Lake of the Woods, which is a reservoir for Manitoba Hydro, about the damage done to their ducks by the lake level going up and down. So I wonder if there are any studies you would recommend on those sorts of issues.

Mr. Morrison: I think we could find a few. In general, I think the nuclear costs are largely incorporated by the utilities. The costs of managing the uranium mine-tailings would be borne by the uranium producers, and would be included in the cost of uranium. Their tailing sites are licensed also by the Atomic Energy Control Board, and they have to maintain them to certain standards. But that cost is included in the cost of uranium. As you might have noticed on one of the slides of the various components of cost, the uranium fuel is a very small part of the cost of nuclear power. So incorporating the costs of managing the tailings into the fuel cost, which is already very small, does not really affect the competitive position of nuclear power. I cannot speak of the off-loaded costs of the fossil-fuel-burning industries. One cost that is not included by the utilities is the cost of the original and ongoing research and development. This is borne by the federal government.

• 1015

Mr. Parry: I wonder if you can advise the clerk of the committee of any study that examines on a global basis those costs not normally included in the cost analysis.

Mr. Morrison: We will try to find something on that.

Mr. Gagnon: You spoke of the various kinds of reactors: pressurized, water, boiling water, gas-cooled. Could we go over that again, please?

Mr. Morrison: The major reactor system in the world is the pressurized water reactor, designed by American Westinghouse. Originally that was based on the nuclear submarine reactors developed by Admiral Rickover. Most countries apart from Canada use mostly pressurized water reactors. In some countries, such as the United States and Sweden, there would be a mix of pressurized water and boiling water reactors, the latter being another type of light-water reactor.

[Traduction]

l'industrie nucléaire la presque totalité des coûts de fonctionnement, sûrement à partir du moment où le combustible arrive à la porte de la centrale. Je pense à des choses comme les coûts de gestion des résidus miniers—tant dans l'industrie nucléaire que dans celle d'énergie—et les coûts des émissions de gaz et des cendres volantes découlant de l'utilisation du charbon pour la production d'énergie, coûts qui seront évidemment assumés par les générations à venir, qu'il s'agisse du coût du nettoyage ou du coût de la détérioration de l'environnement, de la qualité de vie. Il y a même des coûts de ce genre pour l'énergie hydro-électrique, ce dont on ne se rend peut-être pas assez compte. Chaque année, je reçois des appels des gens du Lac des bois, qui est un réservoir d'Hydro-Manitoba, à propos des dommages que causent aux canards les fluctuations du niveau du lac. Pourriez-vous recommander des études sur des questions de ce genre?

M. Morrison: Je crois que nous pourrions en trouver quelques-unes. En général, je crois que les coûts nucléaires sont pour la plus grande partie absorbés par les producteurs d'électricité. Les coûts de gestion des résidus d'uranium sont assumés par les producteurs d'uranium et sont inclus dans le coût de l'uranium. Les résidus miniers sont soumis également à des licences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique et doivent se conformer à certaines normes. Mais ce coût fait partie du coût de l'uranium. Comme vous avez pu le constater d'après l'une des diapositives des diverses composantes du coût, le combustible ne représente qu'une très petite fraction du coût de l'énergie nucléaire. Le fait d'inclure les coûts de gestion des résidus dans le coût du combustible, qui est déjà minime, n'influence pas vraiment la position concurrentielle de l'énergie nucléaire. Je ne peux me prononcer sur les coûts reportés des industries utilisant un combustible fossile. Les producteurs d'électricité n'incluent toutefois pas le coût original et permanent de la recherche et du développement, qui est assumé par le gouvernement fédéral.

M. Parry: Pourriez-vous faire connaître au greffier du Comité toute étude étudiant de façon globale les coûts qui ne sont pas d'ordinaire inclus dans l'analyse du coût.

M. Morrison: Nous tenterons de trouver quelque chose sur ce sujet.

M. Gagnon: Vous avez parlé des diverses sortes de réacteurs: les réacteurs à eau sous pression, à eau, à eau bouillante et à refroidissement au gaz. Pourrions-nous reprendre cela, s'il vous plaît?

M. Morrison: Dans le monde, le système de réacteur le plus répandu est le réacteur à eau sous pression, conçu par American Westinghouse. Il se fondait au départ sur les réacteurs mis au point pour les sous-marins nucléaires par l'Amiral Rickover. La plupart des pays autres que le Canada utilisent surtout des réacteurs à eau sous pression. Dans certains pays, comme les États-Unis et la Suède, on utilise en partie des réacteurs à eau sous pression et en partie des réacteurs à eau bouillante, qui sont un autre type de réacteur à eau ordinaire.

[Text]

So apart from Canada, use is concentrated in light-water reactor systems, mostly pressurized, some boiling. There are a few old gas-cooled reactors in Great Britain.

Mr. Gagnon: If it is the same system, why is the cost not constant or fairly consistent?

Mr. Morrison: This reflects differences in scale, competence, regulatory systems, and management capability. It is like a car that can be driven in many different ways by many different drivers and serviced by different mechanics, some of whom are better than others.

Mr. Gagnon: If you look at this, you have two that stand out as being the lowest: France and central Canada.

Mr. Morrison: That is right.

Mr. Gagnon: France is a pressurized water system as well?

Mr. Morrison: Yes.

Mr. Gagnon: The operating efficiency of the CANDU does not show a lower price than France's pressurized water system.

Mr. Morrison: Nevertheless, it reflects a lower cost than what most of the rest of the world pays. The French—because they have a very large, dynamic, standardized system—are successful in competing with the CANDU on a cost basis.

• 1020

Again, the average cost for the pressurized water reactor system includes a very wide range of costs in different countries and of performance in different countries. The United States has not had, on average, good performance from its reactor systems, and its costs from nuclear tend to be a little higher. France has had very good performance, as have the Finns, the Swedes, and the Swiss. Other countries, less so. That average figure for the light-water reactor systems encompasses a range of countries and a range of costs. The French are at the high end of the range of performance and at the low end of the range of cost.

I might also add that this kind of study of comparing different countries is extremely difficult. The best comparison is coal versus nuclear in a given country, because that can be done by a utility in terms of its own standardized accounting within its own system. But when you start comparing between countries, there are different systems, different accounting procedures, and exchange rates and interest rates vary from country to country and vary over time. So the international comparison I would not regard as holy writ. It is subject to a lot of qualifications. The main benefit of the study is to show the coal-nuclear comparison at that time within each country.

[Translation]

En dehors du Canada, on utilise surtout des réactions à eau ordinaire, sous pression dans la plupart des cas mais parfois à eau bouillante. Il reste quelques vieux réacteurs à refroidissement au gaz en Grande-Bretagne.

M. Gagnon: Si c'est le même système, pourquoi le coût n'est-il pas constant ou assez uniforme?

M. Morrison: Ceci tient à des différences d'échelle, de compétence, de systèmes de réglementation et de capacité de gestion. On pourrait comparer cela à une voiture qui peut être conduite de bien des façons par bien des conducteurs différents et entretenue par différents mécaniciens, dont certains sont meilleurs que d'autres.

M. Gagnon: D'après ceci, on constate deux endroits où les coûts sont les plus bas: la France et le centre du Canada.

M. Morrison: C'est exact.

M. Gagnon: La France utilise elle aussi un système à eau sous pression, n'est-ce pas?

M. Morrison: Oui.

M. Gagnon: L'efficacité de fonctionnement du CANDU n'aboutit pas à un prix inférieur à celui du système à eau sous pression de la France.

M. Morrison: Néanmoins, il s'agit d'un coût inférieur à ce que l'on paie presque partout ailleurs au monde. Parce qu'ils ont un système très important, dynamique et normalisé, les Français réussissent à faire concurrence au CANDU au chapitre des coûts.

Le coût moyen d'un système de réacteur à eau sous pression comprend une gamme de coûts très différente selon les pays et un rendement très différent selon les pays. Les Etats-Unis n'ont pas, en moyenne, obtenu un bon rendement de leur système de réaction, et les coûts de l'énergie nucléaire tendent à être un peu plus élevés dans ce pays. La France a obtenu un très bon rendement, comme la Finlande, la Suède et la Suisse. Ailleurs, le rendement est moins bon. Le chiffre moyen pour les systèmes de réacteur à eau ordinaire englobe toute une gamme de pays et de coûts. Les Français se situent à l'extrémité supérieure de la gamme de rendement et à l'extrémité inférieure de la gamme de coûts.

J'ajouterai aussi que les études de ce genre, qui comparent différents pays, sont extrêmement difficiles à réaliser. La meilleure comparaison se fait entre le charbon et le nucléaire dans un même pays, car cela peut se faire par un même producteur d'électricité d'après son propre système normalisé de comptabilité et dans le cadre de son propre réseau. Mais si l'on veut établir des comparaisons entre les pays, les systèmes, les méthodes comptables, les taux de change et les taux d'intérêt varient d'un pays à l'autre et d'un moment à l'autre. Je ne considérerais pas les comparaisons internationales paroles d'évangile. Il faut être très prudents. Le principal avantage de l'étude est de comparer le charbon et le nucléaire au même moment dans chaque pays.

[Texte]

I think it is fair to say that both Ontario Hydro and Électricité de France have an approach to nuclear power that involves standardization, multi-unit stations, and an ongoing construction program, and that they have achieved tremendous economies of scale in building and in operating the plants. And they are probably the lowest cost utilities in the world in terms of nuclear power.

Mr. Gagnon: If we took the central Canada costs and applied them to western Canada, nuclear looks very competitive to coal. That is sort of point one. And point two, if CANDU is such an efficient reactor, why has the rest of the world not adopted it? Or conversely, if pressurized water has gone to the rest of the world, why has Ontario Hydro not adopted pressurized water?

Mr. Morrison: That is a very good question. Your first question about western Canada, I do not think Alberta would need a nuclear program on the kind of scale that would bring down those costs to that point. It simply would not want to build an electricity generation program of any kind on that scale. In terms of the demand for electricity, I just do not think the economies of scale are there.

In terms of the other question, the competition between the CANDU and the light-water system, our view of it is that in the late 1960s and early 1970s, when most of these countries committed themselves to nuclear power, American technology was riding very high in the world; the space program and American technology generally was seen as the most advanced, the most efficient. When these countries committed, the light-water reactor had already been developed by the United States, was entering commercial service, and looked to be extremely promising. A lot of countries committed to that reactor system before it was actually proven and some time before the CANDU system was actually proven. We did not establish a track record with the CANDU in Ontario, probably until 1974, 1975, 1976, after Pickering had been up and running for a few years. By that time most of the industrial countries had committed to the light-water system. We were a bit late into the market on that one.

Ontario Hydro, however, made its commitment to the CANDU in the 1950s, and it committed Pickering in 1964. It has not had any reason since then not to go ahead with the CANDU, which has been very successful for it. But I think Ontario Hydro will continue to look at light-water systems and will continue to look to the federal government for support of the CANDU system in deciding how it is going to continue.

Mr. Gagnon: Darlington is being built now. Earlier you talked about the capital cost amortized over a 40-year period. What is the life expectancy of a Darlington plant?

[Traduction]

Je crois qu'il est juste de dire que Hydro-Ontario et Électricité de France utilisent la même démarche envers l'énergie nucléaire: normalisation, centrale à plusieurs groupes électrogènes et programme permanent de construction. Dans les deux cas, on a réalisé d'énormes économies d'échelle au chapitre de la construction et de l'exploitation des centrales. C'est probablement là que les coûts de l'énergie nucléaire sont les plus bas au monde.

M. Gagnon: Si l'on appliquait les coûts du Canada central à l'ouest canadien, le nucléaire semble très concurrentiel par rapport au charbon. C'est là plus ou moins mon premier point. Le deuxième point, si le CANDU est un réacteur si efficace, pourquoi le reste du monde ne l'a-t-il pas adopté? Ou inversement, si le reste du monde a adopté l'eau sous pression, pourquoi pas Hydro-Ontario?

M. Morrison: C'est une très bonne question. Pour répondre à votre première question sur l'ouest canadien, je ne crois pas que l'Alberta aurait besoin d'un programme nucléaire d'une échelle suffisante pour abaisser les coûts à ce point. Cette province n'aurait tout simplement pas besoin d'un programme d'une telle échelle. La demande ne suffirait pas à entraîner des économies d'échelle.

Pour répondre à l'autre question, la concurrence entre le CANDU et le système à eau ordinaire, selon notre interprétation, à la fin des années 1960 et au début des années 1970, à l'époque où la plupart de ces pays se sont engagés envers le nucléaire, la technologie américaine était dominante dans le monde; le programme spatial, et la technologie américaine dans son ensemble, étaient considérés comme les plus avancés, les plus efficaces. Quand ces pays se sont engagés dans le nucléaire, le réacteur à eau ordinaire avait déjà été mis au point par les États-Unis, entré en service commercial et semblait très prometteur. Beaucoup de pays se sont engagés dans ce système avant qu'il n'ait fait ses preuves et un certain temps avant que le système CANDU n'ait fait ses preuves. Il a probablement fallu attendre 1974, 1975 ou 1976, c'est-à-dire attendre que Pickering ait été en service quelques années, pour qu'on puisse juger de la performance du CANDU en Ontario. À ce moment-là, la plupart des pays industrialisés avaient opté pour le système à eau ordinaire. Nous sommes arrivés un peu tard sur le marché.

Hydro-Ontario, toutefois, a opté pour le CANDU dans les années 1950 et s'est engagée à construire Pickering en 1964. Elle n'a eu aucune raison depuis de ne pas continuer avec le CANDU, qui s'est avéré une réussite. Mais je crois qu'Hydro-Ontario continuera d'étudier les systèmes à eau ordinaire et continuera de compter sur l'appui du gouvernement fédéral à l'égard du système CANDU lorsqu'elle décidera de son orientation pour l'avenir.

M. Gagnon: Darlington est actuellement en construction. Tout à l'heure, vous avez parlé d'une période d'amortissement de 40 ans. Quelle est la durée prévue d'une centrale de Darlington?

[Text]

Mr. Morrison: The 40 years is an accounting period.

Mr. Gagnon: I appreciate that.

Mr. Morrison: We do not know. We suspect the sites and facility associated with a station like Darlington, or Pickering, or Bruce, will go on being energy centres for decades, possibly centuries to come. There will be a need for electricity as far into the future as we can see, and those are ideal sites to serve as large electricity generation centres. So they will continue to play that role.

• 1025

What we think will probably happen is that much of the facility will remain and that possibly the internals of the reactor system will be refurbished from time to time and upgraded. But we see no reason why Darlington Station will not continue generating electricity from nuclear sources for the indefinite future.

Mr. Gagnon: So in the 41st year the cost is going to be extremely small, because you have already reached pay-out.

Mr. Morrison: Yes, I think so, but then the refurbishing will cost a certain amount.

Mr. Gagnon: Yes. But the message I keep getting is that capital cost is one of the major components.

Mr. Morrison: That is right.

Mr. Gagnon: So if that is behind you—

Mr. Morrison: Once you have paid off your major capital costs then you are getting electricity very cheaply. You could see that in the hydro costs for Ontario, where most of the hydro plants that were built many years ago are amortized and are producing electricity extremely cheaply. The same is true of Quebec. So yes, we think nuclear power will go on producing electricity cheaply on an almost indefinite basis. There is no concern about the resource base. There are adequate uranium supplies in the world, particularly in Canada.

The real question will be what is the cost of refurbishing? How much do we have to replace and how much capital will be invested at that point? It certainly will not be nothing, because there will be a lot of refurbishing to do.

Mr. Gagnon: On an accounting basis, what is the amortization for a gas generation and coal generation plant?

Mr. Morrison: Are you asking what is the period?

Mr. Gagnon: Yes.

[Translation]

M. Morrison: Les 40 ans constituent une période comptable.

M. Gagnon: Je comprends cela.

M. Morrison: Nous ne savons pas. Nous imaginons que les emplacements et les installations associés à une centrale comme Darlington, Pickering ou Bruce resteront des centres énergétiques pendant des décennies, peut-être pendant des siècles. Le besoin d'électricité se maintiendra aussi longtemps qu'on peut prévoir, et ce sont là des emplacements idéaux pour de grands centres de production d'électricité. Ils continueront donc à jouer ce rôle.

Nous croyons qu'une bonne partie de l'installation demeurera vraisemblablement, et que l'intérieur du système de réacteur sera remis à neuf et amélioré de temps à autre. Mais nous ne voyons aucune raison pour que la centrale de Darlington cesse de produire de l'électricité à partir de sources nucléaires dans un avenir prévisible.

M. Gagnon: Ainsi, dans la 41^e année, le coût sera minime, car la centrale aura déjà été amortie.

M. Morrison: Oui, je pense que oui, mais la remise à neuf entraînera certains coûts.

M. Gagnon: Oui. Mais tout le monde me dit que le coût d'investissement est un des éléments majeurs.

M. Morrison: C'est exact.

M. Gagnon: Alors, si cela est passé. . .

M. Morrison: Une fois payés les principaux coûts d'immobilisation, l'électricité devient très bon marché. On peut le voir d'après les coûts de l'énergie hydro-électrique en Ontario, où la plupart des centrales, construites, il y a longtemps, sont amorties et produisent une électricité très peu coûteuse. Il en va de même au Québec. Ainsi donc, oui, nous pensons que l'énergie nucléaire continuera à produire de l'électricité à bon marché presque indéfiniment. La base de ressources ne crée aucune préoccupation. Il y a des réserves suffisantes d'uranium dans le monde, particulièrement au Canada.

La vraie question sera celle du coût de la remise à neuf. Que faudra-t-il remplacer, et quel capital sera investi à ce moment-là? Cela ne sera sûrement pas négligeable, car il y aura une remise à neuf importante à faire.

M. Gagnon: Sur une base comptable, quel est l'amortissement d'une centrale au gaz et d'une centrale au charbon?

M. Morrison: Vous voulez savoir la période d'amortissement?

M. Gagnon: Oui.

[Texte]

Mr. Morrison: I would think gas over about 10 years. And coal would probably be amortized over a similar period to nuclear, 20 or 30 years.

Mr. Gagnon: Thank you.

The Chairman: Did you want to add something, Mr. Thexton?

Mr. Thexton: I was just going to say that Ontario Hydro now is amortizing its coal plants over 40 years. In some of the earlier studies you will have seen, they used 35 years, but they have recently changed to amortize them over 40 years. They do not have any gas-fired stations in their system. Like Dr. Morrison, I suspect it is a much shorter period. The capital cost of gas is so low, the capital cost of that plant, so it is not the major cost component.

Mr. MacLellan: I am just wondering. There are so many flexible items, so many intangibles that become tangibles after a while with coal-fired plants and nuclear plants as they go along, particularly with repairs to the nuclear plants, investigations which are very, very expensive. Are those built into the cost?

Mr. Morrison: Yes.

Mr. MacLellan: I would also like to know too, with respect to Ontario Hydro and the coal-fired plants, what costs they have estimating for pollution control with respect to acid rain. With older plants, of course, building in pollution control is very expensive as opposed to putting them into new plants.

Mr. Morrison: I think you would have to ask Ontario Hydro about its plants for coal-fired power. But again, the repairs that are made to nuclear plants are included in the cost estimates and are included in the cost of electricity to the consumer. And they have not really affected its competitive position significantly.

The Chairman: I would like to ask that again, Dr. Morrison. Mr. Gagnon sort of put that question out, Mr. MacLellan, in regard to the building costs for acid rain or environmental protection. Did you not say it was not included in the nuclear. . . ?

Mr. Morrison: It is not included in the coal costs we showed, which are Ontario Hydro's current costs for a plant built many years ago. Our understanding is they do not have any scrubbers, they do not have any pollution abatement equipment in their current plants.

Mr. MacLellan: And they are not projecting any, is that what you are saying as well?

Mr. Morrison: I think you would have to talk to Ontario Hydro about that.

[Traduction]

M. Morrison: Dans le cas du gaz, je crois que ce serait une dizaine d'années. Pour le charbon, la période d'amortissement serait probablement la même que pour le nucléaire, soit 20 ou 30 ans.

M. Gagnon: Merci.

La présidente: Avez-vous quelque chose à ajouter, monsieur Thexton?

M. Thexton: J'allais dire que Hydro-Ontario amortit actuellement ses centrales au charbon sur 40 ans. Dans certaines études antérieures que vous avez vues, la période était de 35 ans, mais dernièrement, on a choisi d'amortir les centrales sur 40 ans. Il n'y a pas de centrales au gaz dans le réseau. A l'instar de M. Morrison, j'imagine que la période d'amortissement est beaucoup plus courte. Le coût d'immobilisation est si faible pour une centrale au gaz, que ce n'est pas l'élément majeur du coût.

M. MacLellan: Il y a tellement d'éléments variables, tellement d'impondérables qui deviennent tangibles après un certain temps dans le cas des centrales au charbon et des centrales nucléaires, particulièrement les réparations que nécessitent les centrales nucléaires et les enquêtes qui sont extrêmement coûteuses. Est-ce qu'on en tient compte dans l'établissement des coûts?

M. Morrison: Oui.

M. MacLellan: J'aimerais également savoir les coûts estimés par Hydro Ontario pour la lutte anti-pollution en ce qui touche les pluies acides à l'égard des centrales au charbon. Dans le cas des vieilles centrales, il est évidemment très coûteux d'ajouter des dispositifs de lutte contre la pollution, plus coûteux que de les installer dans de nouvelles centrales.

M. Morrison: Je crois que c'est à Hydro-Ontario qu'il faudrait poser la question à propos de ces centrales au charbon. Quant aux centrales nucléaires, les réparations entrent en ligne de compte dans l'évaluation du coût et font partie du coût de l'électricité pour le consommateur. Et cela n'a guère nui à la compétitivité du nucléaire.

La présidente: J'aimerais poser de nouveau cette question, monsieur Morrison. M. MacLellan a plus ou moins posé la question à propos des coûts de construction pour la lutte contre les pluies acides ou la protection de l'environnement. N'avez-vous pas dit que cela ne faisait pas partie des coûts du nucléaire. . . ?

M. Morrison: Cela ne fait pas partie des coûts que nous avons indiqués pour les centrales au charbon, car ces coûts sont ceux d'Hydro-Ontario pour une centrale construite il y a plusieurs années. Si nous sommes bien informés, Hydro-Ontario n'a pas d'épurateur-laveur ni de matériel de lutte contre la pollution à l'heure actuelle dans ses centrales.

M. MacLellan: Et ils ne prévoient pas en installer, est-ce bien cela que vous dites?

M. Morrison: Je crois que c'est à Hydro-Ontario qu'il faudrait parler de cela.

[Text]

The Chairman: Do you have another question now, Mr. MacLellan?

Mr. MacLellan: No, that is fine.

The Chairman: I am going to ask a question, coming from non-nuclear Alberta, in regard to the heavy water versus pressurized water versus boiling water. I know it perhaps would take you a long time to explain it, but in a few minutes is there some way you could tell us?

Mr. Morrison: Yes, I can tell you little bit about it. Mr. Thexton will add if I get anything wrong.

• 1030

The CANDU system uses natural uranium. To produce an efficient chain reaction, you have to have something in the reactor core to slow the neutrons down. The neutrons are the particles that go around banging into nuclei and creating this chain reaction. This material that slows them down is called a moderator, because it moderates their speed. Water makes a good moderator. Any light material will do, but water with the hydrogen in it is a good moderator.

You cannot run a reactor quite with natural uranium and ordinary or light water. The light water absorbs too many neutrons; it slows them down, but you lose quite a few.

There are two ways of making a thermal reactor go. These are called thermal-reactors. One is to use a kind of water that we call heavy water, which has a heavy isotope or species of hydrogen called deuterium. Canada, partly because it did not have a weapons program and did not have access to what is called "enriched uranium", decided to use natural uranium and heavy water. In a sense we enrich our water with deuterium. It is called the CANDU, from "Canada", "deuterium" and "uranium".

The Americans had access to the facilities they built for military purposes for enriching uranium—that is, making the fissionable material, the part that takes part in the chain reaction—by making the concentration of the fissionable material richer in the fuel itself. They are able to do this and then to use light water as a moderator.

It is natural uranium on our side, with heavy or enriched water, and enriched uranium on the American side with natural or light water. We enrich the water in deuterium content. They enrich their uranium in the fissionable content. They are just two different physical approaches.

By and large the reactor systems are pretty competitive. It depends a lot more on the actual design of the specific reactor on a specific site and the skills in project management and their skill or good luck in getting it through the regulatory process and public acceptance; these things determine the cost rather than the design

[Translation]

La présidente: Avez-vous une autre question à poser, monsieur MacLellan?

M. MacLellan: Non, cela suffit.

La présidente: Je vais poser une question, moi viens de la province non nucléaire de l'Alberta, en ce qui touche l'eau lourde, l'eau sous pression et l'eau bouillante. Je sais qu'il faudrait peut-être beaucoup de temps pour tout expliquer, mais pourriez-vous nous donner quelques indications en quelques minutes?

M. Morrison: Oui, je peux vous en parler un peu. M. Thexton me reprendra si je me trompe.

Le système CANDU utilise l'uranium naturel. Pour produire une réaction en chaîne efficace, il faut quelque chose dans le cœur du réacteur pour ralentir les neutrons. Les neutrons sont les particules qui frappent les noyaux et créent cette réaction en chaîne. Le matériel qui les ralentit s'appelle un modérateur, parce qu'il modère leur vitesse. L'eau est un bon modérateur. N'importe quel matériel léger fera l'affaire, mais l'eau, qui contient de l'hydrogène est un bon modérateur.

Il n'est pas possible de faire fonctionner un réacteur avec de l'uranium naturel et de l'eau ordinaire. L'eau ordinaire absorbe trop de neutrons; elle les ralentit, mais il y a beaucoup de pertes.

Il y a deux façons de faire fonctionner un réacteur thermique. Ces réacteurs sont appelés des réacteurs thermiques. Une première sorte utilise un genre d'eau que nous appelons de l'eau lourde, qui contient un isotope lourd ou une espèce d'hydrogène appelé deuterium. En partie parce que nous n'avions pas de programme d'armement et n'avions pas accès à ce que l'on appelle l'uranium enrichi, le Canada a décidé d'utiliser l'uranium naturel et l'eau lourde. En un certain sens, nous enrichissons notre eau en deuterium. Le système s'appelle CANDU, à partir des mots «Canada», «deuterium» et «uranium».

Les Américains avaient accès aux installations construites à des fins militaires pour enrichir l'uranium—c'est-à-dire pour fabriquer le matériel fissile, la partie qui prend part à la réaction en chaîne—en enrichissant la concentration de matière fissile dans le combustible lui-même. Ils peuvent alors utiliser l'eau ordinaire comme modérateur.

Nous utilisons l'uranium naturel et l'eau lourde ou enrichie, tandis que les Américains utilisent l'uranium enrichi et l'eau ordinaire. Nous enrichissons le contenu de l'eau en deuterium. Ils enrichissent le contenu en matière fissile de leur uranium. Ce sont tout simplement deux démarches différentes.

Dans l'ensemble, les systèmes de réacteurs sont assez concurrentiels. Cela dépend beaucoup plus de la conception du réacteur en cause, de l'emplacement, des compétences en matière de gestion de projet et des compétences ou de la chance qui permettent de franchir l'étape du mécanisme de réglementation et de

[Texte]

itself. It certainly seems to be true that the CANDU is a good design. If well built, as all of them have been, and well operated, it puts out a very good performance.

The Chairman: Therefore, when we sell a reactor we also sell the heavy water.

Mr. Morrison: We do, although the customer could buy it from other sources. The heavy water, as Mr. Thexton mentioned, is really on inventory. You only lose 1% a year. When you buy it, it is there for you. It is not something that you have to be prepared to supply yourself.

The Chairman: Could you compare our reactors to that of Chernobyl, and their accident in regards—

Mr. Morrison: I would rather not, but I could. Let me make one point. After Chernobyl, our Minister at the time, Miss Carney, asked the Atomic Energy Control Board to participate actively in the international studies of safety that were carried out in various agencies following Chernobyl and to report back on the implications for Canada of the Chernobyl accident. The board did that report, which it would make available to you, and concluded that the Chernobyl accident had no direct implications for Canada.

Our reactor system is different, our method of operation in the utilities is different and our regulatory approach is different. They did not think the kind of thing that happened in Chernobyl was applicable in Canada. They did make a number of recommendations about tightening up some things and looking at other things, which were quite sensible and good housekeeping things to do.

We have also had, as a result of the Ontario government's decision to proceed with the Darlington station, and also at the same time to have a nuclear safety review, which is continuing now under Dr. Kenneth Hare... The Ontario government, through federal government auspices, invited a safety review team from the International Atomic Energy Agency in Vienna to inspect the Pickering plant, and that team has been here and has given a very favourable report on the operational safety of the Pickering plant. So there have been these initiatives following Chernobyl, but the conclusion is—and it is one that is echoed by all the other western countries with nuclear power programs—that the Chernobyl reactor and the way it was operated and the way it was regulated really is not applicable to the way we do it in the West.

[Traduction]

l'acceptation par le public; ce sont ces facteurs qui déterminent le coût, plutôt que la conception même du réacteur. La conception du CANDU semble certes bonne. S'il est bien construit, ce qui a toujours été le cas, et s'il est exploité correctement, son rendement est excellent.

La présidente: Ainsi, lorsque nous vendons un réacteur, nous vendons également l'eau lourde.

M. Morrison: C'est bien cela, mais le client pourrait s'approvisionner ailleurs. Comme l'a dit M. Thexton, l'eau lourde fait partie du stock. Les pertes ne sont que de 1 p. 100 par année. Une fois qu'on l'a achetée, elle se conserve. Ce n'est pas quelque chose qu'il faut être prêt à fournir soi-même.

La présidente: Pourriez-vous comparer nos réacteurs à celui de Chernobyl, et à l'accident qui a eu lieu là-bas en ce qui touche...

M. Morrison: Je préférerais m'abstenir, mais je pourrais le faire. J'aimerais souligner une chose. Après Chernobyl, la ministre, M^{me} Carney à l'époque, a demandé à la Commission de contrôle de l'énergie atomique de participer activement aux études internationales sur la sécurité effectuées par divers organismes après Chernobyl et de faire rapport sur les implications de l'accident de Chernobyl pour le Canada. La Commission a produit ce rapport, qu'elle pourrait vous communiquer, et a conclu que l'accident de Chernobyl n'avait aucune implication directe pour le Canada.

Notre système de réacteur est différent, nos méthodes de fonctionnement sont différentes et notre réglementation est différente. La Commission ne croyait pas que ce qui s'est produit à Chernobyl pouvait se reproduire au Canada. Elle a présenté un certain nombre de recommandations portant sur certains éléments à parfaire ou à examiner, des recommandations pleines de bon sens mais qui ne dépassent pas le niveau de la saine gestion.

En outre, par suite de la décision prise par le gouvernement de l'Ontario de construire la centrale Darlington, en même temps de procéder à une révision de la sécurité nucléaire, qui se poursuit maintenant sous la direction de M. Kenneth Hare... Le gouvernement ontarien, par l'entremise du gouvernement fédéral, a invité une équipe internationale d'examen de sécurité de l'Agence internationale de l'énergie atomique de Vienne à inspecter la centrale de Pickering. L'équipe a produit un rapport très favorable sur la sécurité du fonctionnement de la centrale de Pickering. Il y a donc eu ces initiatives après Chernobyl, mais la conclusion—à laquelle font écho tous les autres pays occidentaux dotés de programmes d'énergie nucléaire—est que le réacteur de Chernobyl, son fonctionnement et la réglementation à laquelle il était soumis n'ont rien de commun avec nos façons de faire dans le monde occidental.

The Chairman: Would it be possible for you to provide us with a copy of that particular report?

La présidente: Pourriez-vous nous communiquer un exemplaire de ce rapport?

[Text]

Mr. Morrison: Yes. We can give you a copy of that report and we can also give you a copy of the OECD agency report on the difference between western approaches generally and the Soviet approach to reactor safety.

The Chairman: Thank you. We have read in the paper over the past few months that Sweden, in perhaps a plebiscite or a decision to change from nuclear to... What their alternative is going to be, I... Have you any comment to make on that?

Mr. Morrison: Yes. That is a very interesting situation. The Swedes have the highest use of nuclear power per capita of any country in the world. They have a very effective, very well run, very cost-effective program. But they have had much public discussion and they were probably the western country most affected by the fall-out from Chernobyl. They decided some years ago to phase out their nuclear program by the year 2010. This gave them the best of both worlds. They had an effective nuclear program, which was providing half of their electricity. On the other hand, they were going to phase it out in due course.

Since Chernobyl, the government there has now decided to move ahead and to try to phase out some of the reactors on a faster time schedule. It will be very interesting to see whether they actually do that, and if so, how they plan to replace the power with what source. The alternatives of coal and hydro also have their environmental sensitivities in Sweden, and the evidence seems to be that nuclear power is the preferred economic choice. It will be a very interesting test case.

The Chairman: Did you say 2010?

Mr. Morrison: Yes. It was 30 years from the time of the original discussion in 1980.

The Chairman: Thank you. Mr. Clay is the consultant for the committee. Do you have any questions, Mr. Clay?

Mr. Dean Clay (Committee Researcher): I have perhaps an observation and a question or two. One observation was that the recent press reports suggest that Sweden may begin phasing out its power reactors as early as 1995, which certainly brings the problem forward very much in time.

I would just perhaps ask one or two questions about the slides you presented. In your discussion of the relative operating records of the CANDU versus the other reactor types, you noted that the difference was declining or that at some point these other operators might overtake us. To what extent is that a function of the improved operating records of these other reactor types and the fact that our operating record has recently been depressed by the retubing of Pickering I and II?

Mr. Morrison: It is almost entirely due to the improvements in other countries. We are pretty much

[Translation]

M. Morrison: Oui, nous pouvons vous communiquer une copie de ce rapport, de même qu'une copie du rapport de l'Agence de l'OCDE sur la différence entre la démarche générale des pays de l'Ouest et celle des soviets en matière de sécurité des réacteurs.

La présidente: Merci. Nous lisons dans le journal, depuis quelques mois, que la Suède se préparerait à un plébiscite en vue de passer du nucléaire... Quelle sera la solution de rechange... Avez-vous des commentaires à faire là-dessus?

M. Morrison: Oui. C'est une situation très intéressante. La Suède compte la plus forte utilisation au monde de l'énergie nucléaire par habitant. Le programme est très efficace, très bien administré, très rentable. Mais il y a eu beaucoup de discussions publiques, et c'est probablement le pays occidental qui a été le plus touché par les retombées de Chernobyl. La Suède a décidé il y a quelques années d'éliminer graduellement son programme nucléaire d'ici l'an 2010. Elle pouvait ainsi jouer sur les deux tableaux. Elle avait un programme nucléaire efficace qui lui fournissait la moitié de son électricité. D'autre part, elle allait l'éliminer graduellement.

Depuis Chernobyl, le gouvernement suédois a décidé d'essayer d'accélérer l'élimination de certains réacteurs. Il sera intéressant de voir s'il le fera effectivement, et, le cas échéant, quelle sera l'énergie de remplacement. Comme solution de rechange, le charbon et l'énergie hydro-électrique soulèvent aussi des problèmes environnementaux en Suède, et tout semble indiquer que l'énergie nucléaire constitue le premier choix sur le plan économique. Il sera intéressant de surveiller l'évolution de cette affaire.

La présidente: Avez-vous dit 2010?

M. Morrison: Oui. Il s'agissait d'un délai de 30 ans à partir du moment où ont eu lieu les premières discussions, en 1980.

La présidente: Merci. M. Clay est le consultant du Comité. Avez-vous des questions à poser, monsieur Clay.

M. Dean Clay (rechercheur du Comité): J'aurais peut-être une remarque, et une question ou deux. La remarque, c'est que selon des articles parus dernièrement dans la presse, la Suède pourrait commencer à éliminer graduellement ses réacteurs dès 1995, ce qui avance certes de beaucoup l'échéancier.

J'aurais une ou deux questions à poser sur les dispositions que vous avez présentées. En parlant de la fiche de fonctionnement du CANDU par rapport aux autres types de réacteur, vous avez signalé que l'écart se réduit et qu'à un certain moment on pourrait nous dépasser. Dans quelle mesure est-ce que cela découle d'une amélioration relative d'exploitation de ces autres types de réacteur ou du fait que notre propre fiche a été dernièrement affaiblie par les travaux à Pickering I et II?

M. Morrison: Cela tient presque entièrement aux améliorations survenues dans les autres pays. Nous

[Texte]

maintaining our standards. Pickering is in fact coming back on this year. The new CANDU 600s have come on very well. It is really a question of our maintaining a high standard, and many other countries, with experience, redesign and innovation are catching up to us.

Mr. Clay: With regard to the potential for reprocessing spent fuel from CANDU reactors, could you tell us when the fuel comes out of a CANDU reactor, how much of the uranium-235 is left unburned and how much plutonium has been bred in the reactor, or what is the breeding ratio for a CANDU?

Mr. Morrison: I think the fissile content is not much less than when it went in, and it is about equally divided between uranium-235 and plutonium. However, our view of reprocessing in the CANDU is that it will not be economic for quite a long time to come, given the abundance of uranium in the world and the relatively low cost at which it can be extracted and sold. Reprocessing is of greater interest to countries such as France and Japan, which have to import a lot of their energy and most of their uranium, because reprocessing allows them to become more independent of other countries for their fuel supply. Economically, though, it does not look as if it would necessarily be useful for most countries for some decades to come.

• 1040

Mr. Clay: Is it accurate to say then that one of the reasons Canada planned for a long period of interim storage of spent fuel was that it would allow us to defer a decision on whether or not to reprocess these spent fuel rods in the future?

Mr. Morrison: I think it is partly that, but also partly because storage is the preferred management method. The heat and radioactivity in the used fuel decay very, very rapidly at first. If you keep it for 10 or 20 or 30 years, it becomes progressively easier to handle. So even if we were not going to reprocess ever, we would probably still prefer to keep it in storage for many decades, just as a preferred method of management. But it certainly does allow us to have that option later on, when we want it.

Mr. Clay: Perhaps I might close with one or two questions about the Nuclear Liability Act. If any question I pose would be more appropriately answered by the AECS, please let me know.

That \$75 million limit on liability, does that apply to liability essentially beyond the plant boundary?

[Traduction]

maintenons assez bien nos normes. Pickering revient en service cette année. Les nouveaux CANDU 600 donnent très bien. Ce qui se produit, c'est que nous maintenons des normes élevées et que beaucoup d'autres pays, avec l'expérience, une nouvelle conception et des innovations sont en train de nous rattraper.

M. Clay: Quant à la possibilité de retraitement du combustible épuisé des réacteurs CANDU, pourriez-vous nous dire au moment où le combustible est retiré d'un réacteur CANDU, combien il reste d'uranium 235, combien de plutonium a été régénéré dans le réacteur, ou quel est le taux de régénération d'un réacteur CANDU?

M. Morrison: Je crois que le contenu fissile n'est pas beaucoup inférieur à ce qu'il était au départ, et qu'il se répartit à peu près également entre l'uranium 235 et le plutonium. Toutefois, nous ne croyons pas que le retraitement dans le CANDU soit économique avant longtemps, étant donné l'abondance d'uranium de par le monde et les coûts relativement faibles d'extraction et de vente. Le retraitement est beaucoup plus intéressant pour des pays comme la France et le Japon, qui doivent importer une forte proportion de leur énergie et presque tout leur uranium, parce que le retraitement les rend plus indépendants des autres pays pour ce qui est de l'approvisionnement en combustible. Sur le plan économique, toutefois, il ne semble pas que le retraitement puisse être utile à la plupart des pays avant plusieurs décennies.

M. Clay: Est-il exact de dire qu'une des raisons pour lesquelles le Canada a prévu une longue période d'entreposage provisoire du combustible épuisé est que cette période nous permettrait de reporter à plus tard la décision quant à savoir s'il faut retraiter ces barres de combustible épuisé à l'avenir?

M. Morrison: Je crois que c'est en partie la raison, mais aussi en partie parce que l'entreposage est la méthode préférée de gestion. La chaleur et la radioactivité du combustible épuisé diminuent extrêmement rapidement au début. Si on le conserve 10, 20 ou 30 ans, il devient progressivement plus facile à manipuler, de sorte que même si nous ne devions jamais le retraiter, nous préfererions néanmoins probablement l'entreposer pendant plusieurs décennies car ce serait la meilleure méthode de gestion. Mais cela nous permet effectivement de conserver cette option pour plus tard, si nous en avons besoin.

M. Clay: Je pourrais peut-être terminer par une ou deux questions sur la Loi sur la responsabilité nucléaire. Si c'est à la Commission de contrôle de l'énergie atomique qu'il faut poser ces questions, n'hésitez pas à me le dire.

La limite de 75 millions de dollars pour la responsabilité s'applique-t-elle à la responsabilité essentiellement à l'extérieur des limites de la centrale?

[Text]

Mr. Morrison: That is my understanding, yes. But it could apply within the boundary if the damage there exceeds \$75 million.

Mr. Clay: But that is not over and above damage to the plant itself.

Mr. Morrison: It is liability.

The Chairman: To people.

Mr. Morrison: Yes. But you could have that liability to people within the plant boundary.

Mr. Clay: But any damage to the plant itself is assumed to be borne by the utility.

Mr. Morrison: Yes.

Mr. Clay: At what time were those liability limits set?

Mr. Morrison: I think in the 1970s. But probably questions on the Nuclear Liability Act would be better answered by the control board.

Mr. Clay: As a matter of policy, though, in light of the Three Mile Island and Chernobyl accidents, has any thought been given to adjusting those liability limits, or are they still considered by the government to be appropriate?

Mr. Morrison: They are under review.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Kroeger, Dr. Morrison, and Mr. Skinner. We certainly appreciate your being with us. I notice, Mr. Kroeger, your address did arrive, and I thank you very much.

Mr. Kroeger: The paper is a checklist of subjects that seem to us to be important. You will hear other views, but we hope it helps you in deciding your work program.

The Chairman: The meeting is adjourned.

[Translation]

M. Morrison: C'est ce que j'ai compris, oui. Mais elle pourrait s'appliquer à l'intérieur des limites si les dommages dépassent 75 millions de dollars.

M. Clay: Mais cela ne s'ajoute pas aux dommages à la centrale elle-même.

M. Morrison: C'est la responsabilité.

La présidente: Envers les gens.

M. Morrison: Oui. Mais cette responsabilité pourrait se produire dans les limites de la centrale.

M. Clay: Mais les dommages à la centrale elle-même seraient censés être assumés par la compagnie d'électricité.

M. Morrison: Oui.

M. Clay: À quel moment est-ce que ces limites de responsabilité ont été fixées?

M. Morrison: Je crois que c'était dans les années 1970. Mais c'est probablement plutôt à la Commission de contrôle qu'il faudrait poser des questions sur la Loi sur la responsabilité nucléaire.

M. Clay: Sur le plan des politiques, toutefois, à la lumière de Three Mile Island et de Chernobyl, a-t-on songé à rectifier ces limites de responsabilité, ou est-ce que le gouvernement les considère toujours appropriées?

M. Morrison: Elles sont à l'étude.

La présidente: Merci beaucoup, Monsieur Kroeger, Monsieur Morrison et Monsieur Skinner. Nous sommes très heureux de votre présence. Je constate, Monsieur Kroeger, que votre texte est arrivé et je vous remercie beaucoup.

M. Kroeger: Il s'agit d'un inventaire des sujets qui nous semblent importants. On vous présentera d'autres opinions, mais nous espérons que cela vous aidera à établir votre programme de travail.

La présidente: La séance est levée.



*If undelivered, return COVER ONLY to
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

WITNESSES

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Arthur Kroeger, Deputy Minister;

Robert W. Morrison, Director General, Uranium and
Nuclear Energy Branch;

Ted Thexton, Adviser, Nuclear.

TÉMOINS

Du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Arthur Kroeger, sous-ministre;

Robert W. Morrison, directeur général, Direction de
l'uranium et de l'énergie nucléaire;

Ted Thexton, conseiller, Nucléaire.

CAI
10-11
-N18
HOUSE OF COMMONS

Issue No. 30

Wednesday, November 4, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 30

Le mercredi 4 novembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the economics of nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'économie de la puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, NOVEMBER 4, 1987

(50)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:40 o'clock p.m., in Room 208 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lorne Nystrom and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From Atomic Energy of Canada Limited: James Donnelly, President; Stan Hatcher, President, Research Company; Ronald Veilleux, Corporate Secretary and Vice-President, Corporate Relations; and Michel Therrien, Corporate Executive Vice-President.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The witnesses made statements and answered questions.

At 5:04 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 4 NOVEMBRE 1987

(50)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 40, dans la pièce 208 de l'Édifice de l'Ouest sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lorne Nystrom et Barbara Sparrow

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De l'Énergie atomique du Canada Limitée: James Donnelly, président; Stan Hatcher, président, Société de recherche; Ronald Veilleux, secrétaire corporatif et vice-président des relations de l'entreprise; Michel Therrien, vice-président exécutif.

En vertu du mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule no 29.*)

Les témoins font des déclarations et répondent aux questions.

À 17 h 04, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

*[Recorded by Electronic Apparatus]**[Texte]*

Wednesday, November 4, 1987

• 1538

The Chairman: I call the meeting of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources to order. The agenda has been circulated and we have a quorum to hear witnesses.

The order of the day is the economics of nuclear power in Canada, and our witnesses are from Atomic Energy of Canada Limited, Mr. James Donnelly, the president; Mr. Stan Hatcher, president of the research company; Ron Veilleux, corporate secretary and vice-president, corporate relations; and Michel Therrien, who is corporate executive vice-president. Gentlemen, thank you very much for coming before us today.

• 1540

We are embarking on a brand new study of nuclear energy. I did have a chance to chat with Mr. Donnelly in the early part of October in Newfoundland, and he has very kindly come before us today. We know it is a big study and we know it is going to take us quite some time. We are very pleased to have you here. Mr. Donnelly, you could start with your remarks, and then we will move into some questioning.

Mr. James Donnelly (President and Chief Executive Officer, Atomic Energy of Canada Limited): Thank you, Madam Chairman, ladies and gentlemen. We have always considered our appearance before your committee and other House of Commons committees to be of extra importance in our curricula of activities. It is doubly important today as you begin your examination of the economics of nuclear power in Canada. These examinations are indeed timely. The energy uncertainties of the late 1970s resulted in significant overcapacity in electrical generation in Canada during the 1980s, leaving the nuclear industry under-utilized to a degree that threatens its existence.

Let me begin today with an international perspective. Based on a technology that did not even exist 45 years ago, there are today over 400 nuclear power reactors in operation world-wide, which are providing 4,200 reactor-years of operation experience. The electricity generated—about 16% of world demand—is equivalent to 7 million barrels a day of oil, which in a reference point is twice the production of Saudi Arabia in 1986.

TÉMOIGNAGES

*[Enregistrement électronique]**[Traduction]*

Le mercredi 4 novembre 1987

La présidente: Je déclare ouverte cette réunion du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources. L'ordre du jour a été distribué et nous sommes maintenant suffisamment nombreux pour entendre les témoins.

Notre ordre du jour porte sur l'étude des facteurs économiques entourant l'énergie nucléaire au Canada. Nous accueillons aujourd'hui des représentants de l'Énergie atomique du Canada Ltée, M. James Donnelly, président; M. Stan Hatcher, président, Société de recherche; M. Ron Veilleux, secrétaire corporatif et vice-président et enfin M. Michel Therrien, vice-président général. Messieurs, merci beaucoup d'être venus cet après-midi.

Nous entreprenons une nouvelle étude de l'énergie nucléaire. J'ai eu l'occasion de parler avec M. Donnelly au début d'octobre à Terre-Neuve; il a eu la gentillesse d'accepter notre invitation. Nous savons que ce domaine est très vaste et nous sommes conscients du fait qu'il nous faudra beaucoup de temps pour l'étudier. Nous sommes très heureux de vous accueillir cet après-midi. Monsieur Donnelly, après vos commentaires liminaires, nous passerons à la période des questions.

M. James Donnelly (président-directeur général, Énergie atomique du Canada Ltée): Merci, madame la présidente, mesdames et messieurs. Nous estimons, depuis toujours, que notre présence lors des réunions de votre Comité et d'autres comités de la Chambre des communes joue un rôle d'une importance exceptionnelle dans le cadre de nos activités. Ce rôle redouble d'importance aujourd'hui puisque vous entamez l'étude des facteurs économiques entourant l'énergie nucléaire au Canada. Cette étude est effectivement menée à un moment opportun. De fait, les incertitudes liées à l'énergie qui ont marqué la fin des années 1970 ont donné lieu à une importante surcapacité de production d'électricité au Canada au cours des années 1980, ce qui a amené une sous-utilisation de l'industrie nucléaire à un point tel que son existence est menacée.

Mon exposé aujourd'hui débutera par un tour d'horizon de la scène internationale. Se fondant sur une technologie inexistante il y a 45 ans, plus de 400 réacteurs nucléaires sont actuellement en service à l'échelle mondiale, ce qui correspond à 4,200 années-réacteurs d'expérience en exploitation. L'électricité produite, égalant environ 16 p. 100 de la demande mondiale, correspond à 7 millions de barils de pétrole par jour, soit deux fois la production de l'Arabie Saoudite en 1986.

[Texte]

From this experience—i.e., the experience of 4,700 reactor-years of operation—the promoters of nuclear power, which includes AECL, contend that in comparison with all alternatives, nuclear power has proved itself economic, reliable, safe, and environmentally benign. It is equally important to remember that nature has provided in uranium a resource base for this industry 10 times greater than the world's estimated reserves of fossil fuels, including coal, and possibly an even greater multiple when the full extent of the available nuclear energy can be technically realized.

It is the opinion of most world energy economists that with the exploitation of all energy options there is no world shortage of energy for foreseeable future demands, even when one considers the population projections of 10 billion people by 2050.

There are of course significant problems in the development and utilization caused by geographical distribution, costs, transportation, trade policies, politics, financing limitations, and disparate technical expertise. If we accept that energy is a fundamental driving force for economic growth world-wide and not just a product of that growth, these problems assume major proportions in world economic development. Yet today, in many sectors of the world, there exists a false sense of security over long-term energy supply.

The position of nuclear power today characterizes these problems. Developed countries that have few energy options have produced successful nuclear programs: France, Japan, Korea, and Taiwan, by way of example. But let us not forget that there are 100 reactors operating economically in the United States. There are more reactors in the U.S. than in France and Japan combined. Today they contribute 17% of total electricity in that country, which is a number very close to the total of all Canadian electrical generation. Some underdeveloped countries with similar needs have neither the financial resources nor the technical expertise to acquire this capability, and in consequence their timely economic development suffers.

In many ways Canada is a microcosm of the world scene. Regions have different resource bases and the provinces without hydro or fossil fuels have developed successful nuclear alternatives. It is no accident that Ontario is well on the way to generating over 60% of its

[Traduction]

En tenant compte de ces faits, par exemple, 4,700 années-réacteurs d'expérience en exploitation, les partisans de l'énergie nucléaire, groupe auquel souscrit l'ÉACL, soutiennent que cette source d'énergie, par rapport à toutes les autres, s'est révélée un choix rentable, efficace et sûr dont les répercussions écologiques sont minimes. Il convient de se rappeler également que l'uranium, de par sa nature, constitue pour cette industrie un réservoir de ressources 10 fois plus grand que la valeur approximative de réserves mondiales de combustibles fossiles (y compris le charbon) et peut-être d'une importance plus grande encore une fois que l'ampleur totale de l'énergie nucléaire utilisable sera déterminée sur le plan technique.

La plupart des économistes énergétiques à l'échelle internationale affirment que le monde ne connaîtra aucune pénurie d'énergie dans l'avenir immédiat si toutes les options énergétiques sont exploitées et ce, malgré l'accroissement prévu de la population qui, d'ici l'an 2050, devrait atteindre 10 milliards.

Bien entendu, la répartition géographique, les coûts, le transport, les directives régissant les échanges commerciaux, les facteurs politiques, les restrictions liées au financement de même que la disparité des compétences techniques posent d'importantes difficultés au niveau de la réalisation et de l'utilisation. Si nous acceptons d'emblée le fait que l'énergie favorise à la base même une croissance économique mondiale et ne représente pas simplement le résultat de cette croissance, alors ces difficultés prennent des dimensions plus considérables au niveau de l'expansion économique à l'échelle mondiale. A l'heure actuelle, il prévaut encore dans bon nombre de secteurs une impression de sécurité mal fondée à l'égard de l'alimentation en énergie à long terme.

La place qu'occupe actuellement l'énergie nucléaire permet de caractériser ces difficultés. Des pays développés, tels la France, le Japon, la Corée et Taiwan, à qui sont offertes peu d'options énergétiques, ont mis sur pied des programmes qui ont été couronnés de succès. N'oublions pas également que 100 réacteurs sont actuellement exploités de façon économique aux États-Unis, un chiffre plus élevé que le nombre total de réacteurs que l'on trouve en France et au Japon. Ces réacteurs fournissent 17 p. 100 de l'alimentation totale de ce pays en électricité, chiffre qui se rapproche du total de toutes les sources de production d'électricité au Canada. Certains pays en voie de développement éprouvant des besoins semblables ne possèdent ni les ressources financières ni les compétences techniques pour acquérir cette capacité. Par conséquent, leur expansion économique en subit les conséquences.

A de nombreux égards, le Canada reflète la situation mondiale. En effet, ces régions possèdent diverses ressources et les provinces dépourvues de sources d'énergie hydro-électrique ou de combustible fossile ont adopté d'autres solutions d'ordre nucléaire qui ont été

[Text]

electricity from nuclear power while producing consumer and industrial electricity rates comparable to sister provinces. Here is the irrefutable evidence for nuclear power in Canada.

Your committee, Madam Chairman, will examine my conclusions in depth. The hard facts which support this are on public record in the form of submissions by Ontario Hydro to the Ontario Energy Board and to the recent hearings of the Ontario government's Select Committee on the Darlington Nuclear Power Plant. I am sure you will call Ontario Hydro to your committee to reconfirm these conclusions.

For my part today, I wish to table a useful source document entitled *Nuclear Sector Focus*. It is a compendium of data from various national and international sources. All have been identified and are available for further research. You have copies of the document there, Madam Chairman.

Why then do we all feel that nuclear power is at issue in Canada today? There is no doubt the public has deep concerns about reactor safety and waste. The industry, with even deeper conviction, believes that designs and operational procedures fully protect the public and contain such risks to levels commensurate with or better than any of man's other energy alternatives. The long-term management of nuclear waste is now well researched, providing a confidence to the industry that all emissions past, present and future can be adequately contained. We all agree that much work requires to be done to inform the public of these facts. We should note, however, that in countries with successful programs, all levels of government have provided the leadership in this area.

Public opinion aside for a moment, is there a long-term need for nuclear power in Canada? More particularly, can Canada afford to give up this strategic option?

While AECL cannot and does not claim to speak definitively with respect to provincial energy options, we do as a matter of course attempt to keep abreast of such matters in concert with competent provincial and federal authorities. In our judgment, several provinces are at or very near the point where nuclear energy is clearly the economic option for new electricity generation capacity.

In Ontario the choice seems clear. While there is potential to develop a number of small hydro sites, the major sites have been exhausted for some time. The

[Translation]

couronnées de succès. Ce n'est pas pur hasard que l'Ontario est en voie de produire plus de 60 p. 100 de son électricité au moyen de sources nucléaires et ce, à des taux, au niveau tant individuel qu'industriel, comparables à ceux des autres provinces. Voilà une preuve irréfutable en faveur de l'implantation de l'énergie nucléaire au Canada.

Votre Comité, madame la présidente, étudiera mes conclusions en profondeur. Les données concrètes qui les soutiennent ont été exprimées publiquement lors de présentations faites par Ontario Hydro à la Commission de l'énergie de l'Ontario et lors de récentes audiences tenues par la Commission parlementaire du gouvernement de l'Ontario au sujet de la centrale nucléaire de Darlington. Je suis persuadé que vous inviterez Ontario Hydro à se présenter devant votre Comité afin de confirmer à nouveau ces conclusions.

En ce qui me concerne aujourd'hui, j'aimerais soumettre un document de référence intitulé *Coup d'oeil sur le nucléaire*, qui résume des données tirées de sources variées, à l'échelle nationale et internationale, pouvant toutes être identifiées et utilisées à des fins de recherches ultérieures. Vous avez d'ailleurs, madame la présidente, des exemplaires du document.

Pourquoi avons-nous tous alors l'impression que l'énergie nucléaire est actuellement remise en question au Canada? Il ne fait aucun doute que le public est troublé par de vives préoccupations au sujet de la sécurité des réacteurs et des déchets. L'industrie croit, encore plus fermement, que les conceptions et les procédés d'exploitation protègent entièrement la société et présentent des risques comparables ou inférieurs à ceux que posent d'autres sources d'énergie. La gestion des déchets nucléaires à long terme a fait l'objet de nombreuses recherches et l'industrie est par conséquent convaincue que toute émission passée, présente ou future peut être confinée de façon appropriée. Nous sommes conscients qu'il reste encore beaucoup à faire pour informer le public de ces faits. Nous devrions toutefois prendre note que dans les pays dont les programmes ont été couronnés de succès, tous les paliers de gouvernement ont mené les efforts déployés en ce sens.

Mis à part pendant un moment l'opinion publique, existe-t-il, à long terme, un besoin en énergie nucléaire au Canada? Plus particulièrement, le Canada peut-il se permettre d'abandonner cette option stratégique?

Bien que l'EAEC ne soit pas en mesure de se prononcer, et ne prétend pas le faire, de façon définitive sur les options énergétiques des provinces, nous tentons naturellement de suivre les progrès de telles questions de concert avec les autorités provinciales et fédérales compétentes. Nous croyons que plusieurs provinces sont arrivées au stade «ou presque» où l'énergie nucléaire constitue la véritable option économique pour toute nouvelle capacité de production d'électricité.

En Ontario, le choix semble évident. Bien qu'il existe des perspectives d'exploitation pour un certain nombre de petites centrales hydro-électriques, les possibilités

[Texte]

province has no significant coal deposits itself and costs of importing coal from the U.S. or other provinces results in electricity costs somewhere near double those attainable from nuclear sources. While conservation, cogeneration and the purchase of electricity from outside the province can and I think should play a bigger role in their future, there appears to be no alternative to the construction of further nuclear units in that province, particularly if the province is going to maintain and enhance its current level of prosperity and meet increasing environmental standards.

We judge that a similar set of circumstances will soon prevail in the Atlantic region. Newfoundland has substantial hydro potential. Unfortunately, it is primarily at mainland sites and transmitting it to the load centres on the island will add significantly to its cost at the point of delivery to consumers.

Nova Scotia has no hydro potential of consequence but does have coal reserves. We believe, however, that nuclear energy is nevertheless competitive on a fully costed basis with any modern designed coal plant using indigenous coal.

New Brunswick has already adopted CANDU in its power generation mix—parenthetically, I would add, very successfully. Point Lepreau has the best average performance record in the world among the 236 large nuclear reactors in the four-year period, 1983 to 1986. While that province has few indigenous options, electricity from imported coal is being considered. All other things being equal, I am quite convinced that CANDU would emerge the winner in any straight head-to-head competition with all such alternatives.

On the whole, then, I believe that nuclear energy will be an essential component of Atlantic Canada's future. The west is a different story. Most provinces appear to have adequate electricity resource potentials close enough to load centres to make them economically acceptable for the time being. However, even here there will be difficulty in meeting long-term economic goals without the support of nuclear power.

In sum, it is our view that nuclear electricity could become an essential component in the energy mix of several provinces in the future. Even so, just as on the

[Traduction]

d'installations majeures ont été épuisées depuis un certain temps. La province ne possède aucun gisement houiller important et les coûts d'importation du charbon des États-Unis ou d'autres provinces entraîneraient des coûts en électricité qui égaleraient environ le double des coûts de l'électricité d'origine nucléaire. Bien que les programmes de conservation d'énergie, de production combinée et d'achat d'électricité provenant de l'extérieur de la province puissent et devraient, à mon avis, à l'avenir jouer un rôle plus important, il ne semble y avoir aucune solution autre que celle de la construction de centrales nucléaires supplémentaires si la province désire maintenir et améliorer la prospérité dont elle jouit actuellement et respecter les normes d'environnement toujours plus strictes.

Nous estimons que la région de l'Atlantique connaîtra des circonstances semblables. Terre-Neuve jouit de possibilités importantes en ce qui a trait à l'hydro-électricité. Étant donné qu'elles sont surtout localisées sur le continent, la distribution au centre d'utilisation situé sur l'île ferait augmenter considérablement les coûts devant être assumés par les consommateurs.

La Nouvelle-Écosse ne jouit d'aucune possibilité importante au niveau de l'hydro-électricité, mais possède des gisements houillers. Nous sommes d'avis que l'énergie nucléaire offre néanmoins une concurrence, du point de vue coûts, à toute centrale moderne alimentée au charbon d'origine intérieure.

Le Nouveau-Brunswick a déjà adopté le CANDU parmi ses méthodes de production d'énergie. Permettez-moi d'ouvrir une parenthèse et d'ajouter que le projet a connu un franc succès puisque le réacteur de Point Lepreau a obtenu en moyenne les meilleurs résultats de fonctionnement, à l'échelle mondiale, devantant ainsi 236 grands réacteurs nucléaires et ce, au cours d'une période de quatre ans s'échelonnant de 1983 à 1986. Comme cette province bénéficie de peu d'options intérieures, elle envisage actuellement la production d'électricité au moyen de charbon importé. Toute chose étant égale par ailleurs, je suis tout à fait convaincu que CANDU gagnerait la course qui mettrait en lice toute autre possibilité de ce genre.

Dans l'ensemble, je crois que l'énergie nucléaire jouera un rôle essentiel dans l'avenir des provinces de l'Atlantique. En ce qui concerne l'Ouest, c'est une tout autre histoire. La plupart des provinces semblent jouir de ressources possibles adéquates en électricité, à proximité des centres d'utilisation, ce qui rend cette option acceptable du point de vue économique pour le moment. Même à ce niveau, il sera toutefois difficile d'atteindre les buts d'ordre économique établis à long terme sans l'appui de l'énergie nucléaire.

En somme, nous sommes d'avis que l'électricité d'origine nucléaire pourrait devenir un élément essentiel des sources d'énergie utilisées par plusieurs provinces.

[Text]

world scene, trade policies, investment limitations, politics, and other factors combine to prevent the early realization of some of these projects.

I am sure that you will wish to probe this conclusion further, both with myself and with other witnesses who will appear before you. In the few moments I have left, however, I would like to turn to a major issue affecting the continuation of the option. First and foremost, I believe Canadian nuclear power would not have been developed without the federal involvement that has been applied to date. That many Canadians have enjoyed the financial benefits of nationally funded nuclear research and development is unarguable. More so, the security provided through federal government involvement as a risk-taker of substantial, but not realized, contingent liabilities has been fundamental to this success. It is the signals of withdrawal of the federal government from these traditional roles which will delay projects in the future, if not already delaying them today.

Let us be unequivocal about this. The electrical supply industry in Canada, as in most countries, is almost entirely public sector. Nuclear power has also been a public-sector endeavour. While we agree that adjustments in the industry structure are to be encouraged, survival of this nuclear energy alternative will only be by public-sector determination.

Thank you very much, Madam Chairman, for this opportunity this afternoon. I and my executives are available for your questions.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Donnelly. Referring to page 7, you talked about Newfoundland, and of course Churchill Falls; but Newfoundland itself produces its own power. What do they use for generation on the island?

Mr. Donnelly: On the island it is mostly oil, and I think they have a little coal.

The Chairman: For power?

Mr. Donnelly: Yes.

The Chairman: Boy, that must have been expensive a few years ago.

Mr. Donnelly: It is expensive.

The Chairman: What about P.E.I.?

Mr. Donnelly: They are all oil. They have basically diesel-engine generation. They are the most expensive province in the country.

[Translation]

Pourtant, tout comme sur la scène internationale, les politiques régissant les échanges commerciaux, les restrictions liées au financement, les facteurs politiques et autres empêchent la concrétisation prochaine de certains de ces projets.

Je suis certain que vous désirerez approfondir davantage cette conclusion autant avec moi qu'avec d'autres qui se présenteront devant vous. Pendant les quelques minutes qui me restent, j'aimerais traiter d'une question importante qui a une incidence sur le maintien de l'option nucléaire. Tout d'abord, je suis convaincu que l'énergie nucléaire n'aurait pas connu d'expansion au Canada sans le soutien du gouvernement fédéral. Le fait que de nombreux Canadiens ont su profiter des avantages financiers que procure un programme de recherche et développement subventionné est incontestable. De plus, la sécurité amenée par l'acceptation, de la part du gouvernement fédéral, des risques liés à une dette éventuelle importante (mais non matérialisée) a favorisé ce succès. Les indications selon lesquelles le gouvernement fédéral cesserait de jouer ces rôles retarderait la concrétisation de projets futurs si telle n'est pas déjà la réalité.

N'entretenons aucune équivoque à ce sujet. L'approvisionnement en électricité au Canada comme dans la plupart des pays est du ressort du secteur public. L'énergie nucléaire suit cette même orientation. Bien qu'on doive encourager certaines modifications au niveau de la structure de l'industrie, la survie de l'option liée à l'énergie nucléaire ne dépendra que de l'intention du secteur public.

Madame la présidente, je vous remercie de votre attention. Mes collègues et moi-même sommes à votre disposition si vous avez des questions.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Donnelly. À la page 10 de votre mémoire, vous parlez de Terre-Neuve et évidemment de Churchill Falls; cette province produit sa propre énergie. Quelle est la source utilisée sur l'île?

M. Donnelly: Sur l'île, on se sert surtout de pétrole; je crois qu'ils ont d'ailleurs un peu de charbon.

La présidente: On s'en sert pour la production énergétique?

M. Donnelly: C'est exact.

La présidente: Cela a dû coûter une fortune il y a quelques années.

M. Donnelly: C'est coûteux.

La présidente: Et l'Île-du-Prince-Édouard?

M. Donnelly: Toutes ces provinces se servent de pétrole. L'énergie, dans l'ensemble, est générée grâce à des moteurs diesels. Il s'agit de la province où l'électricité coûte le plus cher.

[Texte]

Mr. MacLellan: Mr. Donnelly, gentlemen, I welcome you this afternoon and thank you for coming. Just at the end of page 10, you mention that

Nuclear power has also been a public sector endeavour. While adjustments in the industry's structure are to be encouraged, survival of this nuclear energy alternative will only be by public sector determination.

What do you mean by "while adjustments in the industry's structure are to be encouraged"? What adjustments do you mean?

Mr. Donnelly: There is room for rationalization in AECL, for example, rationalization in our engineering services. In the heyday of the 1970s, when we were looking at 100,000 megawatts of nuclear power potential in Canada, we let engineering services grow both in AECL and in the private sector, and in the utilities particularly. I think there is some opportunity for a shake-out, and dialogue is going on now with the private sector, with Ontario Hydro and the other utilities, and with AECL in that kind of rationalization.

• 1555

Similarly, we have encouraged in the past, again in the heyday of the early large plants and the projected significant growth, a policy of multi-company supply; and it is quite clear from any projections for the future, certainly over the next 40 and 50 years, we would really be very comfortable with one major supplier in each of the major component areas. There really is not room to have that kind of investment divided between two or three major industrial suppliers. It is that sort of example I would give you in that area. There is room for a group in the industrial structure.

Mr. MacLellan: I agree with what you say just above that, and I quote:

It is the signals of withdrawal of the Federal government from these roles which will delay projects in the future if not already delaying them today.

I agree with that, but that statement may not be compatible with a greater participation in the private sector of the nuclear industry, any more than it would be compatible with Ontario Hydro taking a larger role in the nuclear industry. Frankly, by allowing the private sector to have more of a role and allowing the Province of Ontario to do more, I think it weakens the federal government's resolve, albeit that is perhaps the way the government wants it. I just do not see how that is going to strengthen the resolve of the federal government, which I agree with you is important if the nuclear industry is to be successful.

Mr. Donnelly: I do not know how to comment on that, Madam Chairman. I substantially agree with the

[Traduction]

M. MacLellan: Monsieur Donnelly, messieurs, je tiens à vous souhaiter la bienvenue et à vous remercier d'être venus cet après-midi. Vous dites au bas de la page 12 de votre mémoire:

L'énergie nucléaire suit cette même orientation. Bien qu'on doive encourager certaines modifications au niveau de la structure de l'industrie, la survie de l'option liée à l'énergie nucléaire ne dépendra que de l'intention du secteur public.

Qu'entendez-vous par «bien qu'on doive encourager certaines modifications au niveau de la structure de l'industrie»? De quelles modifications parlez-vous?

M. Donnelly: Il est possible de rationaliser certaines activités de l'EACL, par exemple les services d'ingénierie. Pendant la période de vaches grasses des années 70, lorsqu'on pensait qu'il existait au Canada un potentiel de 100,000 mégawatts d'énergie nucléaire, nous avons laissé les services d'ingénierie prendre beaucoup d'importance et d'ampleur à l'EACL comme dans le secteur privé, tout particulièrement dans les services publics. Je crois qu'une restructuration serait à envisager et des discussions sont actuellement en cours avec le secteur privé, avec Hydro-Ontario et d'autres compagnies de services publics, en conjonction avec EACL dans ce but.

Egalement, par le passé, à la belle époque des premières grandes centrales et alors que l'on projetait une forte croissance, nous avons encouragé la diversification des sources d'approvisionnement; d'après toutes nos projections pour les prochaines 40 ou 50 années, il est certain que nous serions tout à fait satisfaits d'avoir un grand fournisseur pour chaque branche principale. On ne peut vraiment pas se permettre de partager un tel investissement entre deux ou trois grands fournisseurs industriels. Voilà pour l'exemple. Il y a de la place pour la constitution d'un groupe dans la structure industrielle.

M. MacLellan: Je partage votre avis lorsque vous dites et je cite:

Les indications selon lesquelles le gouvernement fédéral cesserait de jouer ces rôles retarderaient la concrétisation des projets futurs si tel n'est pas déjà la réalité.

Je suis de votre avis, mais ce que vous dites-là n'est peut-être pas compatible avec une plus grande participation du secteur privé, pas plus que cela ne peut aller de pair avec une plus grande participation d'Hydro-Ontario dans le nucléaire. Franchement, je pense qu'en permettant au secteur privé et à l'Ontario de jouer un plus grand rôle on affaiblit l'engagement du gouvernement fédéral, même si c'est peut-être exactement ce qu'il désire. Mais je ne vois vraiment pas comment cela pourrait renforcer l'engagement du gouvernement fédéral, qui, comme vous le dites, est déterminant pour les chances de succès du nucléaire.

M. Donnelly: Madame la présidente, je ne sais pas quoi dire. Je suis essentiellement de cet avis. Je dirais

[Text]

comments. My qualification here was that over the past five or six years we have consistently looked at rationalization as being an answer to the future, and I am saying today that is not where the answer to the future lies. It lies in fundamental support, and here not necessarily equating it entirely to hand-outs or financial support. But certainly it needs an unequivocal commitment by the federal government to the future of Canadian nuclear power. That is the intent of that statement.

Mr. MacLellan: On page 5 you say:

The long-term management of nuclear waste is now well researched, providing a confidence to the industry that all emissions past, present and future can be adequately contained. We all agree that much work requires to be done to inform the public of these facts.

But "providing a confidence to the industry that all emissions past, present and future can be adequately contained" is not really important if the public does not understand that. I just wonder, Mr. Donnelly, what AECL is going to do to do this.

You say too that it depends on the government. The government must take the lead in support of the nuclear industry. I do not think the government has been doing that for quite some time; and I honestly am not sure the government is ever going to do it again, frankly, because of the politics involved. If the nuclear industry is waiting for the government to take the lead, then the nuclear industry may be waiting a long time for something that is not going to happen. Does Atomic Energy of Canada Limited think they could take the lead, and do they ever think that maybe they or the nuclear industry as a whole has to do something to take the lead?

Mr. Donnelly: Madam Chairman, I certainly did not want to imply in the remarks I made that this matter should be dealt with only by governments, either federal or provincial. I think AECL, as part of their act, as part of their mandate, have a duty to inform the public and promote—the word "promote" actually appears in our act, I think—nuclear power in Canada, and we accept that challenge.

We certainly have been alarmed over the last two or three years, particularly about the loss of confidence by the public in nuclear power. We have mounted a broadened based public information program over the last year and I hope we will see the results of it this winter in and the succeeding years. The program is trying to recruit the major facts for the public to understand and we are spending considerable funds on it. We know it will be a difficult task to move public opinion, but nevertheless we fully accept the challenge.

• 1600

[Translation]

simplement qu'au cours des cinq ou six dernières années, nous avons toujours dit que la solution était de rationaliser, et aujourd'hui, je ne pense plus que ce soit la clé de l'avenir. Ce qu'il faut, c'est un appui solide, et nous n'entendons pas nécessairement par là un appui financier. Mais il faut certainement que le gouvernement fédéral s'engage sans équivoque pour l'avenir du nucléaire au Canada. C'est pour cela que nous avons fait cette déclaration.

M. MacLellan: Vous dites à la page 6:

«La gestion des déchets nucléaires à long terme a fait l'objet de nombreuses recherches et l'industrie est par conséquent convaincue que toute émission passée, présente et future peut être confinée de façon appropriée. Nous sommes conscients qu'il reste encore beaucoup à faire pour informer le public de ces faits.»

Mais que «l'industrie (soit) par conséquent convaincue que toute émission, passée, présente et future peut être confinée de façon appropriée» importe peu si le public ne le comprend pas. Je voudrais savoir, monsieur Donnelly, ce que l'AECL entend faire à ce propos?

Vous dites également que cela dépend du gouvernement. Le gouvernement doit donner l'exemple en appuyant le secteur nucléaire. Je crois qu'il ne l'a pas fait depuis longtemps; et pour des raisons politiques, je doute franchement que le gouvernement se lance jamais dans ce genre de campagne. Si l'industrie nucléaire attend que le gouvernement donne l'exemple, elle pourrait bien attendre longtemps et en vain. Les dirigeants de l'Energie atomique du Canada Limitée pensent-ils qu'ils pourraient prendre eux-mêmes les choses en main et ne croient-ils pas qu'il leur appartient peut-être de donner l'exemple?

M. Donnelly: Madame la présidente, je n'ai certainement pas voulu dire par là que ce soit la seule responsabilité des gouvernements, fédéral ou provincial. L'AECL se doit, de par le mandat que lui confère la loi, informer le public et promouvoir—je crois que le mot «promouvoir» est utilisé dans la loi—l'énergie nucléaire au Canada et nous en acceptons la responsabilité.

Nous avons certainement été extrêmement inquiets au cours des deux ou trois dernières années, notamment en raison de la méfiance croissante du public à l'égard de l'énergie nucléaire. L'année dernière nous avons monté une vaste campagne d'information et j'espère que nous en verrons les résultats cet hiver et dans les années à venir. Par ces campagnes, nous essayons d'expliquer les principaux faits au public, et ce, à grands frais. Nous savons qu'il ne sera pas facile de changer l'opinion publique, mais nous relevons néanmoins le défi.

M. MacLellan: Nous avons entendu hier les représentants du ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources. Ils nous ont dit que le réacteur CANDU était

Mr. MacLellan: Yesterday the Department of Energy, Mines and Resources was the witness. They said the CANDU reactor is the best in the world, that at one time

[Texte]

it was by far the best reactor, but that the other type of reactors had made improvements to the extent that they have closed the gap somewhat. Why has the gap been closed? If the CANDU reactor is the best—I have every reason to believe it is—is it so good that improvements cannot be made? Is it from lack of funding that your research and development budget is restricted so the work cannot be carried on to do this? Is this gap being closed going to be a problem for the sale of the CANDU reactor?

Mr. Donnelly: There is very little doubt that CANDU set the mark for what we call capacity factors in the world. In the early nuclear power plants there was quite strong confidence that if you had a 65% capacity factor it was good economics. With CANDU and particularly with the work that we have done in the research and development area, we were managing to pull in capacity factors in the 80s and in fact some of them, on a year-by-year basis, in the high 90s. We have consistently been able to secure it.

The Japanese, Swiss, French and Germans have spent billions of dollars improving their capacity factors because the returns are enormous for the same capital investment. Now we are looking at Japanese plants with high 70s, some into the 80s, and occasionally, on a year-by-year basis, up into the 90s.

By the nature of our design, on-load refuelling particularly, we will always have 5 to 10 points. It will close from the 25 points we had to a theoretical maximum of somewhere between 5 and 10 points. This is certainly a major change and a fact now. These capacity factors are there in the other countries.

We have not stood still. There is a theoretical maximum with the capacity factor and we are probably approaching it, but we are looking at a whole range of new options for CANDU. Among them are replacement components so we can extend the life in building this whole philosophy of replacement into the design.

You have many benefits from this. For example, you do not have to worry about dismantling old reactors if you can go on using them for 100 or 200 years. I am not talking absolute nonsense. You get tremendous advantages and will be able to use the original base of the station just by replacing pressure tubes, almost the whole of the reactor internals, the major pumps, valves, pipes and control gear so you can continue to upgrade your reactor over long periods of time.

The perpetual CANDU is not just a dream; it is probably something we can realize given the opportunity to do the development work over quite a significant period of time. I believe this is ahead in thinking and an opportunity we have because of our design which many other designs do not have. We have this opportunity for continuing development, not only in pushing the current

[Traduction]

le meilleur au monde, qu'il avait autrefois été très en avance sur les autres, mais que ceux-ci se sont améliorés et que l'écart s'est resserré. Pourquoi? Si CANDU est le meilleur réacteur—et je suis tout à fait prêt à le croire—cela veut-il dire qu'il est si bon que l'on ne peut l'améliorer? Est-ce parce que votre budget de recherche-développement est insuffisant? L'amélioration des produits concurrents rendra-t-elle la vente du CANDU plus difficile?

M. Donnelly: Il est certain que le CANDU avait les meilleurs facteurs de capacité au monde. Avec les premières centrales nucléaires, on estimait qu'un facteur de capacité de 65 p. 100 était une bonne affaire. Avec CANDU et grâce à nos travaux de recherche-développement, nous avons réussi à obtenir des facteurs de capacité de plus de 80 p. 100 et même, sur une base annuelle, de près de 100 p. 100. Nous y sommes arrivés de façon constante.

Les Japonais, les Suisses, les Français et les Allemands ont dépensé des milliards de dollars pour améliorer leurs facteurs de capacité car pour le même investissement, les rendements sont énormes. Les centrales japonaises atteignent maintenant plus de 75 p. 100, parfois plus de 80 p. 100, et sur une base annuelle, quelquefois jusqu'à 90 p. 100.

La nature même de notre modèle, qui permet notamment le rechargement sans arrêter le réacteur, nous donnera toujours un avantage de cinq à 10 points. D'un avantage de 25 points, nous passerons à un maximum théorique situé entre cinq et 10 points. C'est certainement important, et il va falloir désormais en tenir compte. Les autres pays obtiennent aussi de bons facteurs de capacité.

Mais nous ne sommes pas restés les mains dans les poches. Le facteur de capacité a un maximum théorique, et nous nous en approchons sans doute, mais nous examinons toutes sortes d'autres options pour le CANDU, notamment la mise au point d'un modèle dont les éléments seraient remplaçables et qui donc auraient une durée de vie plus longue.

Cela présente de nombreux avantages. Par exemple, si l'on peut utiliser un réacteur pendant 100 ou 200 ans, on n'a pas à se préoccuper des problèmes que pose la mise hors service des vieux réacteurs. Je n'affabule pas. Cela présenterait des avantages extraordinaires et permettrait d'utiliser la base originale en remplaçant simplement les tubes de force, presque toutes les pièces internes du réacteur, les principales pompes, les soupapes, les conduits et l'équipement de commande; le réacteur pourrait être ainsi maintenu en bonne état pendant très longtemps.

Le CANDU éternel n'est pas seulement un rêve; il est probablement à notre portée si nous avons les moyens de faire les travaux de développement nécessaires pendant une assez longue période. Je crois que nous avons là un concept très avancé et qui est réalisable sur notre modèle, ce qui n'est pas le cas pour bon nombre de nos concurrents. Nous avons la possibilité non seulement de

[Text]

designs, but also in looking forward to these more modern designs. It costs money and we need the continuing support of governments. Here I enjoin other governments who benefit from nuclear power to support it.

• 1605

The Chairman: What is the life expectancy of a CANDU reactor today?

Mr. Donnelly: We started with an optimized reactor life of 30 years, and the economics of the interior reactors were originally based on that number. We are now on a 40-year optimized cycle, which is pure confidence in the product. We have just completed the retubing of the first two units at Pickering. Although this looks to be a very expensive item, when you take a lifetime cost measured in billions of dollars, \$100 million for retubing is not very much.

The Chairman: Were those tubes faulty?

Mr. Donnelly: No. The first two were of different material from the latter tubes. The physics of radiation bombardment on that material was not as predicted, and they therefore had to be changed.

Mr. Gagnon: Mr. Donnelly, you said that we have a resource base ten times greater than the reserves of fossil fuels. Would you care to elaborate on that.

Mr. Donnelly: I do not have the figures, but they are available. Looking at the total resource base of fossil fuels, you can quickly estimate how many joules of energy are available. The quantities of uranium burned in today's nuclear power plants would actually produce 10 times that amount of energy.

Mr. Gagnon: So you have taken the proven recoverable reserves of fossil fuel, looked at its total energy content, and compared it to the proven recoverable reserves of uranium. The uranium figure is ten times as high.

Mr. Donnelly: Yes, and it would probably be even greater. It might be 20 times more, if the technologies we know of were all developed.

Mr. Gagnon: Are you ignoring thorium?

Mr. Stan Hatcher (President, Atomic Energy of Canada Research Company): When you take thorium into consideration, the number is much greater.

Mr. Gagnon: I do not think many people realize the magnitude of the known uranium reserves and sort of the power available there. Everybody started talking a few years ago about an energy crisis. We know how much heavy oil and coal we have. But this uranium figure is astounding. Canada must be the Saudi Arabia of uranium.

Mr. Donnelly: We are very fortunate in having a lots of fossil and uranium fuels. I think that we must have

[Translation]

continuer à améliorer les modèles actuels, mais aussi d'en mettre au point de plus modernes. Cela coûte cher, et nous avons besoin de l'aide des gouvernements. J'encourage donc les gouvernements qui tirent profit de l'énergie nucléaire à l'appuyer.

La présidente: Quelle est actuellement l'espérance de vie d'un réacteur CANDU?

M. Donnelly: Nous avons commencé avec une durée de vie optimisée de 30 ans et à l'origine, c'est là-dessus que l'on avait calculé le coût des pièces internes. Nous estimons maintenant le cycle de vie optimisée à 40 ans, simplement parce que nous avons une parfaite confiance en notre produit. Nous venons tout juste de changer les tubes des deux premières unités à Pickering. Cela peut paraître très coûteux, mais si l'on songe que le coût total d'un réacteur s'élève à plusieurs milliards de dollars, 100 millions de dollars ce n'est pas grand chose.

La présidente: Les tubes étaient-ils défectueux?

M. Donnelly: Non. Les deux premiers étaient faits d'un matériau différent. Ils n'ont pas réagi comme prévu au bombardement radiatif, et c'est pourquoi ils ont dû être changés.

M. Gagnon: Monsieur Donnelly, vous dites que nos ressources sont dix fois plus importantes que les réserves de combustible fossile. Pourriez-vous préciser?

M. Donnelly: Je n'ai pas les chiffres ici, mais ils sont disponibles. Si l'on prend les réserves totales de combustible fossile, on peut très facilement estimer le nombre de joules disponibles. L'uranium consommé actuellement dans les centrales nucléaires produirait dix fois plus d'énergie.

M. Gagnon: Vous avez donc pris les réserves exploitables certaines de combustible fossile, calculez l'énergie qu'elle représente, et fait la comparaison avec les réserves certaines et exploitables en uranium. Et pour l'uranium, le chiffre est dix fois plus élevé.

M. Donnelly: Oui, et c'est probablement davantage. Cela pourrait aller jusqu'à 20 fois plus, si l'on avait mis au point toutes les technologies possibles.

M. Gagnon: Avez-vous tenu compte du thorium?

M. Stan Hatcher (président, Société de recherche de l'énergie atomique du Canada): Si l'on tient compte du thorium, le chiffre est beaucoup plus important.

M. Gagnon: Je crois que peu de gens se rendent compte des quantités d'uranium que nous avons et de la puissance énergétique que cela représente. Il y a quelques années, tout le monde parlait d'une crise énergétique. Nous savons combien nous avons de pétrole lourd et de charbon. Mais les réserves d'uranium sont tout à fait surprenantes. Le Canada doit être l'Arabie saoudite de l'uranium.

M. Donnelly: Nous avons la chance d'avoir beaucoup de combustible fossile et d'uranium. Je crois que nous

[Texte]

exported 10,000 tonnes of uranium last year, which is equivalent to 60-70 million tonnes of coal. This is an enormous export of energy.

• 1610

The Chairman: I want Mr. Donnelly to say that again.

Mr. Donnelly: I think we exported 12,000 tonnes of uranium metal from Canada last year. And you have 15,000 times that. So 15 times 12 is more than I said: 200 million tonnes of coal-equivalent exported from Canada in uranium metal alone last year. If we exported 200 million tonnes of coal, we would have an enormous prosperous coal industry, as well as all the infrastructure, railways and so on, to carry it.

Mr. Gagnon: You might have a bit of acid rain too.

Mr. Donnelly: Well, we would export that. Somebody else would have it. But that is the dimension of the uranium opportunity.

Mr. Gagnon: Do you know offhand what percentage of the world's uranium reserves Canada would have?

Mr. Donnelly: I think we are looking at 20%. With last year's production we were probably about 22% of production. This year's figure will be something like that, but it might well be even more when we increase production.

Mr. Gagnon: The booklet you handed out is going to take more than a cursory look to start digesting it. But if you turn to G-7, table 5, you have an increasing price of fossil fuel for Ontario, cents per kilowatt-hour, and nuclear, 1982 to 1986. Why has the cost of nuclear escalated an extra 1.25¢?

Mr. Donnelly: There are two reasons. First, the cost of coal in real terms has been down between 1982 and 1986.

Mr. Gagnon: No, nuclear, please.

Mr. Donnelly: Basically two major factors. We have had some pretty high inflation over the years in that timetable. This is the operating cost of plants that were committed in the 1970s. They lived through periods of quite high inflation and therefore have quite high capital costs.

We were also carrying fairly significant interest rates during the construction periods for the plants that would be represented in this table; and the later the plant, to some extent, the higher the interest-during-construction costs. So these two factors have been the main reason why plants such as Bruce B, which would be in the latter numbers, are more expensive than the earlier plants, such as Pickering A. The inflation factors have been heavier. The carrying costs of interest during construction were up by a factor of two.

[Traduction]

avons exporté quelque 10,000 tonnes d'uranium l'an dernier ce qui équivaut à 60 ou 70 millions de tonnes de charbon. Ça fait beaucoup d'énergie à exporter.

La présidente: Je voudrais que M. Donnelly répète ce qu'il vient de dire.

M. Donnelly: Je crois que nous avons exporté 12,000 tonnes d'uranium l'an dernier. Et il y en a 15,000 fois plus. Ainsi, 15 x 12, cela donne plus que je ne l'avais dit: le Canada a exporté l'an dernier 200 millions de tonnes en équivalent charbon. Si nous exportions 200 millions de tonnes de charbon par an, l'industrie du charbon serait très prospère et nous aurions toute l'infrastructure, les chemins de fer, et ainsi de suite pour en assurer le transport.

M. Gagnon: Nous aurions peut-être aussi des précipitations acides.

M. Donnelly: Nous les exporterions. Nous les enverrions ailleurs. Mais cela vous donne une idée des possibilités qu'offre l'uranium.

M. Gagnon: Savez-vous quel pourcentage des réserves mondiales le Canada détient?

M. Donnelly: Je crois que c'est 20 p. 100. L'an dernier notre production a probablement atteint 22 p.100 du total mondial. Ce sera à peu près pareil cette année, mais cela pourrait augmenter si nous accroissons la production.

M. Gagnon: Il faudra bien plus qu'une simple lecture rapide pour bien apprécier l'information que contient le cahier que vous nous avez remis. Mais à la page G-7, au tableau 5, vous montrez en cents au kilowatt-heure que le prix des combustibles fossiles et de l'énergie nucléaire a augmenté entre 1982 et 1986. Pourquoi le nucléaire a-t-il augmenté de 1,25 de plus?

M. Donnelly: Pour deux raisons. Tout d'abord, le coût réel du charbon a baissé entre 1982 et 1986.

M. Gagnon: Non, je veux parler du nucléaire, s'il vous plaît.

M. Donnelly: Il y a essentiellement deux grandes raisons. L'inflation a été plutôt forte pendant ces années-là. Les coûts d'exploitation des centrales sont ceux qui avaient été fixés dans les années 70. Nous avons traversé des périodes de forte inflation et les coûts en capital ont donc été très élevés.

En outre, le service de la dette pendant la construction des centrales visées ici a également été très élevée; et plus la centrale est récente, plus les coûts d'intérêts pendant la construction sont élevés. Ce sont donc pour ces deux raisons principalement que des centrales comme Bruce B, qui sont dans les plus récentes, coûtent plus cher que les plus anciennes, comme Pickering A. L'inflation a été plus forte. Les charges des intérêts pendant la construction avaient doublées.

[Text]

Mr. Gagnon: It is interesting to note that the price increase in fossil fuels is 139% and the price increase of nuclear is 171%. If those trend lines continue, it would not be too many more years before they crossed over and you would find that fossil fuels were more economical than nuclear.

Mr. Donnelly: The observation is a very valid one. We have seen increases in costs for nuclear power plants fundamentally for some of the reasons I have said. Because they are capital-intensive, you get a bigger multiple. We now know there has been a change in the competition from coal in 1980s from what it was in the 1970s.

That is why we have also spent considerable time in the last two years in developing what we have called the CANDU 300. It is a 400-megawatt small CANDU, designed specifically to deal with coal competition of the same size. Most coal units in the world are around this size. We have designed it to be built differently, so as to be built quicker, to avoid this high interest carrying charge for long construction periods. We now believe that unit—and we are now desperately looking for the opportunity to build the first one here in Canada as a demonstrator—will in effect return the equation to a more historical comparison.

• 1615

Mr. Gagnon: Mr. Donnelly, would you explain the significance of the series of lines in figure 1 on page H-3? What does it tell us?

Mr. Donnelly: This is the capacity factor question I was dealing with earlier. As you look at the PHWR, which is the CANDU, you can see the high capacity factors that we enjoyed and the very, very significant advantages of 20 points over pressurized water reactors, which are our main comparisons. The PWR average factors have in fact come up and have become higher than the dotted line for the PHWR.

I should, however, mention that the PHWR in the 1984-86 period has been significantly influenced by the two-and-a-half or three-year repair timetable, shut-down timetable, of Pickering I and II. When these units are back in operation, the dotted line will certainly come up to the fixed line. It does demonstrate that where we had those enormous advantages in CANDU capacity factor, steadily the competition has come up to match us.

Mr. Gagnon: What happened at the end of 1976 when you had a similar fall-off in load factor?

Mr. Donnelly: We had only four units operating in 1976. Somewhere in the program—I am not sure just where—there was a major industrial dispute in Ontario Hydro over the first two years of operation at Pickering,

[Translation]

M. Gagnon: Il est intéressant de noter que les combustibles fossiles ont augmenté de 139 p. 100 et le nucléaire de 171 p. 100. Si cette tendance se maintient, les rôles seront intervertis avant longtemps et les combustibles fossiles seront moins chers que l'énergie nucléaire.

M. Donnelly: C'est tout à fait vrai. Le coût de l'énergie nucléaire a augmenté essentiellement pour les raisons que j'ai citées. Comme les centrales nucléaires nécessitent un plus grand investissement en capital, les facteurs d'augmentation sont plus élevés. Nous savons maintenant que dans les années 1980, la concurrence du charbon a changé par rapport à ce qu'elle était dans les années 1970.

C'est la raison pour laquelle au cours des deux dernières années, nous nous sommes occupés à mettre au point le CANDU 300. C'est un petit réacteur de 400 mégawatts conçu tout spécialement pour faire concurrence aux centrales à charbon du même ordre de grandeur. La plupart des centrales à charbon sont à peu près de cette grandeur-là. Nous l'avons conçue de façon à permettre une construction plus rapide pour éviter les lourdes charges d'intérêts pendant la construction. Nous sommes convaincus que ce réacteur—et nous cherchons désespérément une occasion de construire le premier démonstrateur ici au Canada—nous rapprochera de l'ancienne équation.

M. Gagnon: Monsieur Donnelly, pourriez-vous nous expliquer le sens de ces courbes au tableau 1 de la page H-3? Qu'est-ce que tout cela nous dit?

M. Donnelly: Il s'agit précisément de ce facteur de capacité dont je vous parlais tout à l'heure. Vous verrez que le PHWR, c'est-à-dire le réacteur CANDU, dont la capacité de charge est tout à fait remarquable, a une avance de 20 points sur les réacteurs à eau sous pression, qui sont notre point de comparaison principal. Cependant, la moyenne pour le PWR a augmenté, puisqu'elle est même maintenant supérieure à celle du PHWR, comme vous pouvez le voir d'après les deux courbes.

Je tiens quand même à faire remarquer que si la performance du PHWR a faibli cela est dû à la fermeture qui a lieu au bout de deux ans et demi ou trois ans, pour réparation, fermeture de Pickering I et II. Lorsque ces deux unités fonctionneront à nouveau normalement, la courbe en pointillé rejoindra certainement la courbe en trait continu. Tout cela nous montre que nous avions une avance énorme en matière de capacité, grâce au CANDU, mais que, évidemment, la concurrence nous rattrape.

M. Gagnon: Que s'est-il passé à la fin de l'année 76, où la courbe indique également une chute du facteur de charge?

M. Donnelly: En 1976, il n'y avait que quatre unités qui produisaient. Il y a eu au sein du projet de *Ontario Hydro*—je ne sais pas exactement pour quelle raison—une querelle qui s'est prolongée pendant les deux premières

[Texte]

which did show up as a reduced capacity factor. I suspect this is where it—

Mr. Hatcher: There is another point I might mention there concerning the arithmetic average annual load factors. The PHWR includes all pressurized heavy water reactors in the world, including small units such as NPD, small units in India, the German pressurized heavy water reactors that were operating in Argentina and so on. Even if they are only small units, they still count as much as one of our big units, which was particularly important back in the 1970s.

Mr. Gagnon: Would you take us through these acronyms? You mentioned pressurized heavy water reactor, PHWR. Would you take us through the acronyms of the rest of them, please?

Mr. Donnelly: The PHWR is the pressurized heavy water reactor, which includes CANDU. PWR is the pressurized water reactor, which is the American Westinghouse type of design. The BWR is the boiling water reactor, which is the American General Electric design. Magnox is a gas-cooled British design. The AGR is also a gas-cooled British design, a later version that has a higher thermal efficiency than the Magnox. Magnox and AGR are both gas-cooled reactors.

Mr. Gagnon: It looks as if the AGR certainly had some problems in 1984; it fell off a cliff.

Mr. Donnelly: They have enormous problems still in this program. I think this is why the British have just decided to go ahead with the PWR instead of their own indigenous AGR. A future program is going to be PWR.

Mr. Gagnon: Do you feel then that the person should be looking more at figure 4 on page H-5 for the human control factors rather than the figure one?

Mr. Donnelly: Yes. It is a better comparison. In time, as we go on through the years, if the PWR keeps on in the same fashion as it is shown on page H-3, you will see these graphs getting closer together.

Mr. Gagnon: I have one fast question. What is the theoretical load factor for your pressurized heavy water CANDU 600 series?

Mr. Donnelly: It is 100%. We can get 100% operation, not on a lifetime basis, no. There are shutdowns required, strangely enough, more for the conventional plant, turbine generators, rubber pumps, etc. than for the reactor plants. However, you do need to maintenance work on these machines and 85% is an excellent capacity; in fact, 80% is certainly economic and attractive too.

[Traduction]

années de fonctionnement de Pickering, ce qui s'est traduit par une réduction du facteur de capacité. Je suppose que cela coïncide avec. . .

M. Hatcher: J'aimerais maintenant vous parler de la moyenne arithmétique du facteur de charge annuelle. La courbe du PHWR tient compte de tous les réacteurs à eau lourde sous pression existant à l'heure actuelle dans le monde, y compris de petites unités telles que le NPD, de petites unités de production en Inde, les réacteurs allemands qui fonctionnaient en Argentine etc. Même s'il s'agit de petites centrales nucléaires, elles finissent par compter autant qu'une de nos grosses centrales, et je pense que cela était particulièrement vrai dans les années 70.

M. Gagnon: Est-ce que vous pourriez nous donner le sens de ces sigles? Vous avez dit que PHWR voulait dire réacteur à eau lourde sous pression. Pourriez-vous nous donner le sens des autres?

M. Donnelly: PHWR veut dire réacteur par eau lourde sous pression, ce qui comprend le réacteur CANDU. PWR est le réacteur refroidi par eau sous pression, c'est la conception américaine Westinghouse. BWR est un réacteur à eau en ébullition, c'est le réacteur américain General Electric. La Magnox est un réacteur britannique à refroidissement par gaz. L'AGR est également un réacteur britannique à refroidissement par gaz, il s'agit en fait d'une version plus récente dont le rendement thermique est supérieur à celui du Magnox. L'un est l'autre sont des réacteurs à refroidissement par gaz.

M. Gagnon: Si j'en crois la courbe, le système AGR a eu des difficultés en 1984; la chute est spectaculaire.

M. Donnelly: C'est un programme qui pose encore de gros problèmes. Je pense que c'est ce qui a incité les Britanniques à adopter le système PWR, au lieu de leur propre AGR. À partir de maintenant, ils utiliseront le réacteur PWR.

M. Gagnon: Pensez-vous alors qu'il soit peut-être préférable de se reporter au tableau 4 de la page H-5, plutôt qu'au tableau 1, pour avoir une idée de ce dont on dispose réellement?

M. Donnelly: Oui. Je pense que c'est un meilleur tableau comparatif. Au fur et à mesure que les années passent, si la performance du PWR se maintient, comme elle est indiquée en page H-3, les courbes se rapprocheront de plus en plus.

M. Gagnon: J'aurais une courte question à poser. Quel est le facteur de charge théorique de votre série CANDU 600 à eau lourde sous pression?

M. Donnelly: Cent pour cent. Nous pouvons le charger à 100 p. 100, sans doute pas évidemment sur toute la durée de vie du réacteur. De façon assez curieuse, d'ailleurs, il faut fermer plus souvent les centrales thermiques que les centrales nucléaires, pour des questions de réparation des turbines et générateurs, des systèmes de pompage en caoutchouc etc. Mais il y a évidemment toujours du travail d'entretien à faire sur ces

[Text]

[Translation]

machines, et une capacité de 85 p. 100 est quand même tout à fait satisfaisante; même à 80 p. 100, c'est rentable et intéressant du point de vue économique.

• 1620

The Chairman: Mr. Nystrom, welcome. We are pleased to have you as a new member on the Standing Committee on Energy, Mines and Resources.

Mr. Gagnon: It is the uranium capital of the world.

The Chairman: That is right.

Mr. Nystrom: Thank you very much, Madam Chairperson. I am glad to be here for the first time in the energy committee, and I look forward with a real confidence in your chairing of the committee.

I would like to welcome Mr. Donnelly and his officials to the committee today. My friend, Mr. Gagnon, was just asking about the share of uranium this country has compared to what we have in the world, and he said around 20%. He also referred to my coming from the uranium capital of Canada, Saskatchewan. I wonder if you can give us a rough breakdown of where the uranium is in this country in terms of percentages. How much does Saskatchewan have and Ontario? I am not looking for precise details, but perhaps you could give us a ballpark figure. Maybe you do have a chart somewhere in there.

Mr. Donnelly: Not of uranium extract, but I would guess that with the new deposits and the high quality of deposits discovered in Saskatchewan over the last 15 to 20 years, we must be talking about 20% in northern Ontario, 70% in Saskatchewan, and 10% scattered around B.C., Nova Scotia, and some other provinces.

In terms of economic development of future uranium, it is almost 100% in Saskatchewan future development. There is still a lot of uranium being taken in northern Ontario, but I believe all the new development will be in Saskatchewan.

Mr. Nystrom: You also said that nuclear energy accounts for around 17% of the world's energy supplies.

Mr. Donnelly: Electrical supplies.

Mr. Nystrom: About 60% of Ontario's electricity is now nuclear. Roughly what percentage of Canada's electricity is nuclear?

Mr. Donnelly: It is about 12% or 13%.

Mr. Nystrom: You say in your statement earlier today, on page 9, that nuclear electricity can become an essential component in the energy mix of several provinces in the

La présidente: Bienvenue, monsieur Nystrom. Vous êtes nouveau au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, et nous sommes ravis de vous compter parmi nous.

M. Gagnon: Il représente la capitale mondiale de l'uranium.

La présidente: C'est vrai.

M. Nystrom: Merci beaucoup, madame la présidente. Je suis effectivement ravi d'être ici pour la première fois, comme membre du Comité permanent de l'énergie, et je dois dire que je vous fais entière confiance et que je me félicite à l'avance de pouvoir travailler sous votre présidence.

Je tiens à souhaiter la bienvenue à M. Donnelly, ainsi qu'à ses collaborateurs. Mon collègue, M. Gagnon, a posé une question sur les réserves d'uranium de ce pays, en disant que cela faisait à peu près 20 p. 100 des réserves mondiales. Il a dit également que je venais de la capitale canadienne de l'uranium, à savoir de la Saskatchewan. Pourriez-vous nous donner une idée approximative des réserves d'uranium de ce pays, en nous disant où cela se trouve, et en nous citant des pourcentages? Combien cela fait-il pour la Saskatchewan et pour l'Ontario? Je ne veux pas des chiffres détaillés; des approximations me suffiraient. Peut-être avez-vous un graphique dans ce document?

M. Donnelly: Je n'ai pas de chiffres concernant l'extraction de l'uranium, mais avec les nouveaux gisements à haute teneur qui ont été découverts en Saskatchewan depuis 15 ou 20 ans, je pense que l'on pourrait dire qu'il y en a à peu près 20 p. 100 dans le nord de l'Ontario, 70 p. 100 en Saskatchewan, et 10 p. 100 pour la Colombie-Britannique, la Nouvelle-Ecosse, et quelques autres provinces.

Je pense qu'à l'avenir, l'extraction de l'uranium se fera presque à 100 p. 100 en Saskatchewan exclusivement. On extrait encore beaucoup d'uranium dans le nord de l'Ontario, mais je pense que les nouveaux développements de gisements se feront maintenant en Saskatchewan.

M. Nystrom: Vous dites aussi que l'énergie nucléaire représente en gros 17 p. 100 de la production d'énergie mondiale.

M. Donnelly: Je parle d'énergie électrique.

M. Nystrom: Près de 60 p. 100 de l'électricité ontarienne vient maintenant des centrales nucléaires. Pour l'ensemble du Canada, quel pourcentage cela fait-il?

M. Donnelly: Douze ou 13 p. 100.

M. Nystrom: Vous dites dans votre déclaration, page 9, que l'électricité d'origine nucléaire pourrait être un des éléments essentiels de la production d'énergie de plusieurs

[Texte]

future, and you have given us a bit of summary of that. I wonder if you could give us a bit of a vision of Canada in the year 2000 or 2020 or whatever. Do you have some models as to how important nuclear energy will become? If it is around 12% or 13% today. . . I know there are all kinds of variables that one can only guess at in terms of how the world develops, but do you have some models whereby you can tell us about the division of the country as you may see it, all things being normal, if there is such a word?

Mr. Donnelly: First of all, to maintain Ontario at 60% nuclear we need to be adding new plants in that timetable. We would probably need to be adding the equivalent of a Darlington station every four years to maintain the 60% level. Just by pure growth, the economic activity will require that demand.

If we see the same trend from other energies into electricity, as we have seen over the past 15 to 20 years, which occupies that figure percentage of a total energy mix, today compared to say ten years ago, if we see that trend continue, I would say that by 2020 we will require nuclear power in Quebec, Ontario, certainly the maritime provinces, probably in Saskatchewan, and possibly in the area of the odd-load centre in British Columbia.

Mr. Nystrom: You said Quebec as well, despite their massive hydro—

Mr. Donnelly: I said Quebec as well, in spite of massive hydro.

Mr. Nystrom: You mentioned a bit earlier about public confidence, in terms of the world in nuclear energy, being a bit of a problem for your industry recently. I am thinking of Chernobyl, Three Mile Island, and places like that. I wonder if you could tell us what impact things like Three Mile Island and Chernobyl have had on the safety engineering and the CANDU reactor designs. Is it possible to identify the costs of safety engineering in the CANDUs that might attribute to increased cost in view of these disasters? Has there been a big increase in the cost of safety design? Can you elaborate a bit more on that?

Mr. Donnelly: You have to deal with each of these so-called disasters differently. Eventually there was a tremendous amount of information from Chernobyl made available by the Russians to the world community; they made themselves available for questioning; they provided an enormous amount of data, and for the first time in that society we have tremendous access to levels of technical information that had not been available before. From the

[Traduction]

provinces canadiennes, et vous nous avez rapidement décrit la situation. Pourriez-vous nous donner une idée de ce que sera le Canada dans ce domaine vers les années 2000 ou 2020? Est-ce que vous avez des modèles qui permettent de prévoir quelle sera la part d'énergie produite par les centrales nucléaires? Douze ou 13 p. 100, comme aujourd'hui. . . Je sais que lorsque l'on parle de l'évolution du monde, il y a beaucoup de variables pour lesquelles on ne peut se livrer qu'à des conjectures; mais avez-vous déjà des modèles sur la façon dont la production d'énergie se répartira dans ce pays, dans l'hypothèse où les choses se passeraient normalement, si toutefois un tel mot peut être utilisé?

M. Donnelly: Si on veut qu'en Ontario le nucléaire produire encore 60 p. 100 de l'électricité, il faudra construire de nouveaux réacteurs d'ici là. Pour se maintenir à ce niveau de 60 p. 100, il faudrait construire une centrale de la puissance de celle de Darlington tous les quatre ans, et cela pour des raisons toutes simples de croissance économique.

Si, comme nous l'avons vu depuis 15 ou 20 ans, la part de l'électricité ne cesse de croître, ou si même cette tendance que l'on constate depuis 10 ans se maintient, nous aurons certainement besoin de centrales nucléaires en 2020 au Québec, en Ontario, dans les Maritimes également, probablement en Saskatchewan, et peut-être dans la zone la plus industrialisée de la Colombie-Britannique.

M. Nystrom: Vous dites qu'au Québec également, en dépit des ressources hydro-électriques. . .

M. Donnelly: Oui, en dépit de ces ressources hydro-électriques impressionnantes.

M. Nystrom: Vous avez parlé aussi de la confiance de la population dans le nucléaire, en disant que cela pose un problème à votre secteur depuis quelque temps. Je pense à Chernobyl, à Three Mile Island, et à d'autres noms comme cela. Est-ce que vous pourriez nous dire quelles ont été les conséquences de Three Mile Island, ou de Chernobyl, en ce qui vous concerne, du point de vue des mesures de sécurité que vous prenez, et de la conception des réacteurs CANDU? Est-ce que l'on peut chiffrer dès maintenant le coût de ces dispositifs de sécurité que l'on installe sur les réacteurs CANDU, depuis que l'on est obligé de tenir compte de la possibilité de catastrophes de ce genre? Est-ce que ces coûts ont énormément augmenté? Pourriez-vous développer un petit peu ce point?

M. Donnelly: Chacune de ces prétendues catastrophes pose des problèmes particuliers. Après Chernobyl, les Russes ont finalement mis à la disposition du monde une masse énorme de renseignements: eux-mêmes ont accepté de répondre à des questions, ont fourni quantité de chiffres, et pour la première fois, nous avons eu accès à des informations très techniques qui jusqu'alors n'étaient pas en circulation. Tous ces renseignements concernant

[Text]

information we have from Chernobyl we could make—and the world has made, but we have made our own—detailed assessments of the causes of the accident, detailed assessments of any impact that study of that accident would have on our own designs.

I think it is correct to say that in terms of designs and in terms of operational procedures, there was very little to be learned from that particular accident. There were some lessons to be learned in firefighting in active areas, and there were some lessons to be learned in evacuation controls and one or two other things that we have taken to heart and our utility has taken to heart in the operational practices. No one would say none, because just the mere exercise and review always give you some indication. But there was no reason to think the designs and operational procedures of our reactors were in any way influenced by what happened at Chernobyl.

I do not believe that what happened at Chernobyl will contribute significantly to the direction of improved and enhanced safety research and development that is going on in this country. There is no reason to change the direction we have been moving in. There is no reason to believe that the experience there will really contribute anything to our approach to safety in the future.

Three Mile Island was different. Again it was an accident, but again no impact on the public at all. It lost a billion-dollar reactor, which is a serious matter; but in spite of all the research and development that has been done in the local areas as to radiation damage, etc., there has just been no evidence that any members of the public received a radiation dose that was detectable above the normal radiation values. So from the public point of view, we would hardly say it was a disaster.

There were lessons in Three Mile Island, and certainly Three Mile Island did result in the tremendous review, particularly in the U.S., and particularly with light-water reactors, of their safety practices and procedures, construction practices and procedures; and there was a general tightening of procedures, some of them affecting design, which was different from the results of Chernobyl and did result in some increased costs, I think, in all of the power plants.

I think it would be true to say—I would like my colleagues here to comment too—they were less in CANDU than in other systems, but certainly we looked at some enhanced safety following Three Mile Island.

Mr. Nystrom: You mentioned that there was no radiation damage to human beings because of Three Mile Island. I wonder if you can give the committee any up-to-

[Translation]

Chernobyl nous ont permis—c'est ce que tout le monde a fait, et nous l'avons fait de notre côté—d'étudier de très près les causes de l'accident, et de faire une estimation également détaillée de la façon dont nous allions nous-mêmes modifier nos plans et nos conceptions.

En fait, l'on peut dire qu'en matière de plans et de conceptions et en matière de fonctionnement des réacteurs, cet accident nous a peu appris. Les leçons que l'on a pu tirer de cette catastrophe concernent plus le domaine de la lutte contre l'incendie dans les zones radioactives, les méthodes d'évacuation, et deux ou trois autres choses dont nous tiendrons le plus grand compte dans nos propres centrales. Dire que nous n'en avons rien retiré serait faux, car il y a toujours quelque chose à apprendre de l'étude d'un cas comme celui-là. Mais rien ne permet de penser que la conception de nos réacteurs, ni la façon dont ils fonctionneront, seront de quelque façon que ce soit modifiés après Chernobyl.

Je ne pense pas que cet accident ait des répercussions importantes sur l'état de la recherche et du développement qui se font pour améliorer les dispositifs de sécurité dont nous disposons dans notre pays. Rien n'exige que nous modifiions notre politique ni la direction dans laquelle nous nous sommes engagés dans ce domaine. Il n'y a aucune raison de croire que cet événement va modifier notre conception de la sécurité à l'avenir.

Le cas de Three Mile Island était un peu différent. Il s'agit encore d'un accident, mais sans conséquence pour la population. On a perdu un réacteur d'un milliard de dollars, ce qui n'est pas peu, mais tous les contrôles faits dans la région pour y détecter des traces de radiation, notamment montrent que la population n'a pas été exposée à des doses supérieures à la normale. De ce point de vue-là, donc, il est difficile de parler de catastrophe.

Par contre, l'accident de Three Mile Island a permis de tirer certains enseignements, et notamment aux États-Unis où l'on s'est engagé dans une révision approfondie du système des réacteurs à eau légère, des dispositifs et des mesures de sécurité et de protection, ainsi que des méthodes de construction; les dispositifs et mesures de sécurité ont été renforcés, ce qui a eu parfois des répercussions au niveau de la conception et du design; ce n'est pas la même chose que ce qui s'est passé à Chernobyl, et qui, cette fois, a effectivement entraîné des coûts accrus pour les centrales thermiques.

L'on peut dire sans se tromper—j'aimerais que mes collègues vous disent également quelques mots là-dessus—que ces événements ont eu moins d'effets sur le réacteur CANDU que sur d'autres systèmes, mais nous n'en avons pas moins amélioré nos dispositifs de sécurité après Three Mile Island.

M. Nystrom: Vous dites que la population est sortie indemne de l'accident de Three Mile Island. Est-ce que vous pourriez donner au Comité des chiffres à jour

[Texte]

date statistics on Chernobyl. There certainly was there, as we all know.

Mr. Donnelly: I would like this committee to be properly informed of these statistics. They are available. The Russians are continuing to provide the international community with new information on the results of that accident, doses to the public, the injuries and the deaths. There have been no other deaths than those that have been announced. The information is available and I would like to put it before your committee. I do not want to quote numbers today, but it is very important that this committee gets an up-to-date picture of what was the determination of that accident, not only within Russia, but outside of Russia as well, and we can make that information available.

The Chairman: We can get that from AECB too.

Mr. Donnelly: You certainly can get it from AECB. They are the correspondent. I would probably have to get it from them anyway, so you can get it from them.

The Chairman: We can manage that, Mr. Nystrom, with no problem.

• 1630

Mr. Gervais: I welcome Mr. Donnelly and his colleagues to our committee. Most of my questions have already been answered or have been asked by my colleagues. I would like to go back a minute to the public's deep concern over safety of nuclear reactors, and of course the waste. Are you telling us that a nuclear reactor is not any more dangerous than a conventional type energy-generating plant? I have talked to a lot of people and they are very apprehensive about nuclear reactors.

Mr. Donnelly: I do not think there is any doubt about the apprehension. It is a very genuine concern in the public's mind. But all the work that most of the technical community in the world has done leads to a significant conclusion that SO₂ emissions, NO_x emissions, and probably CO₂ emissions are far more damaging, which is what we get with oil, gas, or coal, than what we will get from the emissions from nuclear power plants. I think you said that it would not be any more. I am convinced that it would be less. We have the evidence. We just have to make sure that we can get it into the public domain in a form that can be understood. I think both finds are very, very important.

Mr. Gervais: I believe I am correct in stating that the public perception is that the more nuclear reactors built, the greater the threat to society, and we are talking about the possibility of expanding on this type of energy-generating plant. Would you disagree that perception is

[Traduction]

concernant l'accident de Chernobyl? Dans ce cas-là, la population ne s'en est pas si bien sortie, comme nous le savons tous.

M. Donnelly: Il est effectivement important que le Comité ait ces statistiques. Elles sont en circulation et les Russes continuent à fournir à la communauté internationale les derniers chiffres concernant cet accident, les doses d'irradiation auxquelles la population a été soumise, le nombre de personnes irradiées, et le nombre de morts. Il semble qu'il n'y ait pas eu plus de morts que ce qui avait été annoncé. Nous avons accès à ces chiffres, et je les mettrai à la disposition du Comité. Je ne peux rien vous donner aujourd'hui, mais il est effectivement important que le Comité ait les derniers chiffres, et que vous sachiez exactement quelles ont été les conséquences de cet accident, non seulement en Russie, mais également à l'extérieur du pays; nous vous les fournissons.

La présidente: La CCEA pourrait également nous les fournir.

M. Donnelly: Certainement. C'est l'organisme correspondant. Comme c'est là que j'irai certainement chercher mes chiffres, vous pouvez donc, vous aussi, les obtenir de cette commission.

La présidente: Je pense que nous pourrions faire cela, monsieur Nystrom, sans difficulté.

M. Gervais: J'aimerais souhaiter la bienvenue à M. Donnelly et à ses collègues. Vous avez déjà répondu à la plupart de mes questions, ou elles ont déjà été posées par mes collègues. J'aimerais revenir un instant aux sérieuses inquiétudes ressenties par le public au sujet de la sécurité des réacteurs et, bien entendu, des déchets nucléaires. Vous semblez dire qu'un réacteur nucléaire n'est pas plus dangereux qu'une usine énergétique traditionnelle, est-ce bien cela? J'en ai parlé avec beaucoup de gens et tout le monde s'inquiète énormément des réacteurs nucléaires.

M. Donnelly: Il n'y a aucun doute quant aux craintes. C'est effectivement une question qui préoccupe énormément le public. Cependant, toutes les recherches effectuées dans le secteur à travers le monde prouvent manifestement que les émissions d'anhydride sulfureux, d'oxyde d'azote, et sans doute aussi de dioxyde de carbone, que l'on obtient avec le pétrole, le gaz et le charbon, sont beaucoup plus nuisibles que les émissions provenant d'une centrale nucléaire. Je crois que vous avez dit que ce ne serait pas plus élevé. Je suis persuadé que ce serait moins. Nous avons d'ailleurs les preuves nécessaires, et il nous reste tout simplement à les présenter au public sous une forme compréhensible. A mon avis, ces deux conclusions sont d'une extrême importance.

M. Gervais: J'estime pouvoir dire que, de l'avis du public, plus il y a de réacteurs nucléaires, plus cela pose un risque à la société, et voilà que nous discutons de la possibilité d'exploiter plus à fond ce genre de centrale énergétique. Ne reconnaissez-vous pas que c'est là le point

[Text]

there? I think it is. I think people are of the opinion that the more we build, the more threat there is to society.

Mr. Donnelly: If you perceive it is a threat, then the more you build the greater the threat. But if you perceive the risk is very low... I do not believe that you can eliminate all risks from any of man's endeavours. If you believe it is low compared with normal endeavours of human beings, whether it is things like staying single or being unemployed... I believe the reduction in life expectancy from any accidents associated with nuclear power is measured in very, very small numbers, and therefore doubling the number of nuclear power plants really has very little impact on the total risk factors or loss of life expectancy factors in the equation.

The Chairman: Mr. Donnelly, I wonder if you could enlighten us in regard to the bid for Korea units 11 and 12. I understand you lost the bids. Perhaps you could tell us why.

Mr. Donnelly: It was a world competition. Korea Electric Company is the biggest single company in Korea. It is bigger than Hyundai and Daiwoo and also the big construction companies. It is a very well managed and well run utility.

It has one CANDU. It also has six other PWR reactors operating and two more PWRs under construction. Although they were having a very good experience with a CANDU, and continue to have a very good experience with a CANDU, and although the CANDU was in effect generating electricity cheaper than any of the competing systems, it was quite normal for them to run the competition between CANDU and PWR for the next choice. It was not any automatic choice as to what they should do next.

• 1635

They claimed it was based on economics. We had enough information after the bid and after their assessment to suggest that the economics were still in favour of CANDU, and I think there was a fairly heavy determination in their choice at that time to try and rebalance some of their trade figures with the United States. I think there was a big element of political consideration in that determination.

The Chairman: Would it have had anything to do with perhaps our External Affairs criteria, or the criteria in the International Atomic Energy Agency?

Mr. Donnelly: No, no. In all honesty, this was a straight head-to-head competition. If there was any politics in it, it was purely trade politics, maybe financing politics too, but there was no what we call External Affairs politics associated with it in terms of Canada's position versus the U.S. position. They are very similar. They have a CANDU anyway, and they have met all of

[Translation]

de vue du public? À mon avis, c'est un fait. Le public estime que plus nous construisons de réacteurs, plus cela présente un risque pour la société.

M. Donnelly: Si vous percevez cela comme une menace, alors effectivement, plus vous en construisez, plus la menace sera grande. Mais si vous croyez que le risque est très faible... Je doute qu'il soit possible d'éliminer tout risque lié à une entreprise quelconque de l'homme. Si vous croyez que les risques sont faibles par rapport à une entreprise ordinaire, qu'il s'agisse de rester célibataire ou de devenir chômeur... Je crois que la réduction de l'espérance de vie causée par un accident lié à l'énergie nucléaire revêt des proportions infimes. Par conséquent, le fait de doubler le nombre de centrales nucléaires n'aura à peu près aucune répercussion sur les risques ou sur l'espérance de vie.

La présidente: Monsieur Donnelly, pourriez-vous nous donner un peu plus de détails concernant la soumission présentée relativement aux unités coréennes 11 et 12. Si je ne m'abuse, votre soumission a été rejetée. Pourriez-vous nous expliquer pourquoi?

M. Donnelly: Il s'agissait d'une compétition mondiale. La Korea Electric Company est la plus grosse société coréenne, plus grosse que Hyundai, Daiwoo et les grandes compagnies de construction. C'est un service public très bien administré.

Cette compagnie possède un réacteur CANDU. Elle compte également six réacteurs à eau pressurisée qui fonctionnent actuellement, et deux autres en construction. Bien qu'elle soit satisfaite du réacteur CANDU, et qu'elle continue de l'être, et même si ce réacteur lui permettait de produire de l'électricité à meilleur marché que tous les autres systèmes, il était tout à fait normal que cette compagnie organise pour son prochain choix une espèce de compétition entre le CANDU et les réacteurs à eau pressurisée. Ce n'était pas un choix automatique.

Apparemment, la décision aurait été fondée sur des facteurs économiques. Nous disposions de suffisamment de données après la soumission et son évaluation pour prouver que les facteurs économiques favorisaient toujours le CANDU, mais je crois qu'ils étaient très décidés à l'époque à essayer de rééquilibrer leur balance commerciale avec les États-Unis. J'ai l'impression que cette décision était fondée sur d'importantes considérations politiques.

La présidente: Croyez-vous qu'elle avait quelque chose à voir avec les critères des Affaires extérieures ou de l'Agence internationale de l'énergie atomique?

M. Donnelly: Non, non. En toute honnêteté, il s'agissait d'une compétition franche. Si un élément politique est intervenu, il était purement d'ordre commercial. Cela n'aurait rien à voir avec les «Affaires extérieures» et avec la position du Canada par rapport à celle des États-Unis, puisqu'elles sont très semblables. De toute manière, ils ont déjà un réacteur CANDU, ce qui

[Texte]

the bilateral requirements of Canada with that unit. It was never an issue.

The Chairman: Thank you.

Mr. MacLellan: Mr. Donnelly, you mentioned that the ratio of uranium to electricity that it could generate, as opposed to fossil fuels, was 10 times. Then you said if you get into other things, such as enriching uranium, it could go as high as 20. Is there a plan to start enriching uranium for the CANDU reactors? As I understand it, the uranium is not enriched at the present time. Is work being done on that possibility?

Mr. Donnelly: Let me try to answer that in two ways. First of all, Madam Chairman, the numbers I gave included the enriched uranium reactor systems that exist in the world today. I gave a world global figure and that would include, I think I said, all the reactor systems that are there, including the enriched systems. The enrichment per se does not enhance the actual amount of energy available in the uranium. So I was not meaning... the enrichment does not change the number.

You have to go to what we call advanced fuel cycles, like breeding. There are breeder reactors under demonstration, and what we call the advanced fuel cycles which are open to CANDU, which include some of what we term "near breeders", with thorium fuels to get the increased dimension.

There is no pressure on anybody in the world to push for these cycles, although we all look at them, because of the cost of uranium. It is the cost of uranium, that fresh, out-of-the-ground uranium from Saskatchewan which dictates the economics of recycle and future cycles. And when there is another 400 reactors built in the world, as there might be in the next 20 years, giving 800 in all, then there will be pressure on uranium supply and there will be pressure on the price. When that happens, then we will spend more money and look at these new advanced technologies that will give us increased uranium utilization. But with normal technologies we have today, this number of 10 applies. As we go into these other advanced cycles, then the number can be much higher than that.

I said in two parts. There is an incentive for putting some enrichment into CANDU and we are looking at that. But that is not the incentive. That will give us improved efficiencies in the CANDU and it is one of the things we are looking at.

We went to natural uranium in 1960 when we decided on the configuration of the CANDU because we did not have all the technical resources and manpower to look at enrichment. The U.S. had built enrichment plants in France and Britain for weapons programs, but we had never gone that road and we did not want to put an

[Traduction]

satisfait à toutes les exigences de leur entente bilatérale avec le Canada. Cela n'a jamais été un problème.

La présidente: Merci.

M. MacLellan: Monsieur Donnelly, vous avez indiqué que l'uranium pouvait produire 10 fois plus d'électricité que les combustibles fossiles. Puis, vous avez ajouté qu'en faisant autre chose, par exemple en enrichissant l'uranium, cette proportion pouvait doubler. Avez-vous l'intention de commencer à enrichir l'uranium pour les réacteurs CANDU? Si j'ai bien compris, en ce moment l'uranium n'est pas enrichi. Avez-vous envisagé cette possibilité?

M. Donnelly: Je vais vous donner ma réponse en deux volets. Premièrement, madame, les chiffres que j'ai cités comprennent les systèmes de réacteurs à uranium enrichi qui existent aujourd'hui à travers le monde. Ce sont des chiffres mondiaux qui comprennent, comme je crois l'avoir déjà dit, tous les systèmes de réacteurs existants, y compris les systèmes enrichis. L'enrichissement comme tel n'augmente pas l'énergie qui se trouve dans l'uranium. Je ne voulais pas dire... L'enrichissement ne change pas cette proportion.

Il faut passer à ce que l'on appelle les cycles avancés du combustible, comme la surrégénération. Il existe des réacteurs surrégénérateurs à l'essai, et ce que l'on appelle les cycles avancés du combustible, qui sont disponibles pour le CANDU et qui comprennent les réacteurs «quasi-surrégénérateurs» fonctionnant avec du thorium pour obtenir cette nouvelle dimension.

Personne au monde n'est obligé d'opter pour ces cycles, bien que nous les examinons tous, à cause du coût de l'uranium. C'est le coût de ce minerai, que l'on extrait de Saskatchewan, qui détermine le recyclage et les cycles futurs. Et lorsqu'il y aura 400 nouveaux réacteurs à travers le monde, ce qui risque d'arriver au cours des 20 prochaines années, et qui portera le total à 800, les provisions d'uranium vont diminuer et pousser les prix vers le haut. A ce moment-là, nous consacrerons plus de fonds à l'étude de ces nouvelles technologies avancées qui nous permettront de mieux utiliser l'uranium. Mais en ce moment, avec les technologies dont nous disposons, l'uranium produit 10 fois plus d'électricité. Au fur et à mesure que nous adopterons d'autres cycles avancés, cette proportion augmentera.

J'ai dit que ma réponse serait en deux volets. J'ai déjà précisé que certains facteurs nous incitent à enrichir les combustibles du CANDU et que nous en examinons la possibilité. Mais ce n'est pas cela qui nous y pousse. Cela nous permettra d'améliorer le rendement du CANDU et c'est une des possibilités que nous envisageons.

En 1960, lorsque nous avons déterminé la configuration du CANDU, nous avons opté pour l'uranium naturel car nous ne disposions pas de toutes les ressources techniques et humaines nécessaires pour envisager l'enrichissement. Les États-Unis avaient construit des usines d'enrichissement en France et en

[Text]

enrichment equation together. We had plenty of uranium in Canada, so it was a natural choice.

• 1640

Now that we have had the experience, we feel there is a case for some low enriched fuel in Canada in the future. The technology of enrichment has improved tremendously. They are now talking about laser techniques. The capital cost of enrichment has been coming down in leaps and bounds over the last 25 or 30 years. Enrichment looks quite attractive in the future, and we are looking at it.

Mr. MacLellan: Could the enrichment be done in Canada?

Mr. Donnelly: If we were to adopt it, it would be on the basis of some of these new advanced techniques with quite low capital cost and quite low operating cost that are able to be built in increments to deal with the small volumes Canada would require.

Mr. MacLellan: What exactly would be the benefits enrichment would offer to the CANDU system, Mr. Donnelly?

Mr. Donnelly: Stan, would you like to comment on this specifically?

Mr. Hatcher: The enrichment can decrease our fuelling costs. Most of the world's reactors operate at an enrichment of around 3%. We would not have to go anywhere near that high; perhaps 1% would be an optimum for our present CANDUs. This would give us a reduction in the operating costs. We would have to use less fuel. It could also be used in the design of new plants to reduce the initial capital cost of the station.

The first use of enrichment would be on what we call a once-through fuel cycle, the sort that everybody is using today, where they put uranium into the reactor, use it for a few years, take it out and store it, ready for eventual disposal. The real benefits that come from the advanced cycles that Mr. Donnelly is talking about come when you process the spent fuel, take out the waste products and recycle the rest of the good material back into fresh fuel. This is the part that today is not economical. It is cheaper to burn new uranium straight out of the ground than to recycle it.

Mr. MacLellan: Is the possibility of recycling one of the reasons that really the industry is not in a great hurry to find a final resting place for the nuclear waste?

Mr. Hatcher: This has been a traditional argument on the part of the utilities. The spent fuel they have still has an enormous energy value left in it, which they count as a

[Translation]

Grande-Bretagne pour leurs programmes d'armements, mais nous ne leur avons pas emboîté le pas et nous n'avions pas l'intention de mettre sur pied ce genre de programmes. Comme nous avons une grande réserve d'uranium au Canada, c'était un choix tout à fait naturel.

Maintenant que nous avons cette expérience, nous estimons qu'il y aurait lieu à l'avenir d'utiliser au Canada du combustible peu enrichi. Les techniques d'enrichissement se sont énormément perfectionnées, et l'on parle maintenant de techniques au laser. Depuis 25 ou 30 ans, les coûts des techniques d'enrichissement chutent. C'est une possibilité tout à fait intéressante pour l'avenir, et nous en tenons compte.

M. MacLellan: Serait-il possible de procéder à l'enrichissement ici même au Canada.

M. Donnelly: Si nous optons pour cette solution, ce serait en fonction des nouvelles techniques avancées dont les coûts en capital et les coûts d'exploitation sont très faibles, et qui peuvent être utilisés de façon graduelle pour tenir compte des faibles volumes de production dont le Canada aurait besoin.

M. MacLellan: Monsieur Donnelly, quels seraient précisément les avantages de l'enrichissement pour le système des réacteurs CANDU?

M. Donnelly: Stan, voulez-vous répondre à cette question?

M. Hatcher: L'enrichissement peut contribuer à diminuer nos coûts en carburant. La plupart des réacteurs du monde utilisent du carburant enrichi à environ 3 p. 100. Nous ne serions pas obligés d'en avoir autant; un taux d'enrichissement de 1 p. 100 serait parfait pour nos CANDU actuels. Cela réduirait nos frais d'exploitation puisque nous aurions besoin de moins de combustible. On pourrait également s'en servir dans la conception des nouvelles centrales afin d'en réduire les coûts en capital.

L'enrichissement pourrait d'abord servir pour ce qu'on appelle le cycle du combustible unique, qui est le type que l'on retrouve partout, lorsqu'on met de l'uranium dans le réacteur, qu'on l'utilise quelques années, puis qu'on l'entrepose en vue de son évacuation. Les véritables avantages des cycles avancés dont M. Donnelly parle surviennent lorsque l'on transforme le carburant irradié, qu'on en retire les déchets et qu'on recycle le reste pour en faire du nouveau carburant. C'est cette partie qui n'est pas économique aujourd'hui. A l'heure actuelle, cela revient moins cher de brûler de l'uranium nouvellement extrait que de le recycler.

M. MacLellan: Est-ce que cette possibilité de recyclage serait une des raisons pour lesquelles le secteur énergétique n'est pas très pressé d'enterrer une fois pour toute les déchets nucléaires?

M. Hatcher: C'est un des arguments invoqués le plus régulièrement par les intéressés. Leur combustible irradié contient encore énormément d'énergie qu'ils sont

[Texte]

value they may want to recover at one time. Since they are able to store it quite easily, safely and cheaply, they have always argued that there is no need to get on with anything else but to wait and see how the economic picture goes.

Mr. Gagnon: Could you indicate how many reactor designs you have commercially available?

Mr. Donnelly: The CANDU is a modular design. You can basically extend the calandria by putting more tubes in it. It does require a bigger steam generator and some bigger pipes and some bigger pumps, but you can to some extent move up the line of small, medium and large by just simply looking at the modules associated with the design itself.

We have concentrated fundamentally on three designs: 300, 600, and 900 megawatt class. These designs are in different stages of development. The 600 is what we have built overseas and we built here in Canada, the 300 is a new detailed design, and the 900 is a development design. If you took the Bruce design, which is basically the 900, or a Darlington design, also based on the 900, they would fit into the spectrum. We have three basic families.

Mr. Gagnon: In the table on pages G-4 and G-5, your 900 design gives you a capacity of 881 megawatts.

Mr. Donnelly: Yes, each of these are tailor-made to site: cooling water and various other things do influence the final output.

Mr. Gagnon: Is it confidential information of what you would expect each design to be built for, the construction time and the cost of operating, which comes down to the cost per kilowatt-hour?

Mr. Donnelly: It is not confidential information. It is information you would need in order to make and understand the assumptions you would make before you give the number. You need to know whether we are talking about an all-costed unit with interest during construction, with inflationary factors, or we are talking overnight dollars or what numbers. We need to make sure we have understood the numbers, and put it down. But a 600-megawatt CANDU today, in today's dollars, but with interest during construction, would cost about \$1.5 million.

Mr. Gagnon: Could you supply some figures to the committee, because the whole thrust of the committee is to look at the factors compared to gas generation, oil generation, coal generation.

[Traduction]

susceptibles de vouloir un jour récupérer. Et puisqu'ils sont en mesure de l'entreposer facilement, sans danger et à peu de frais, ils ont toujours soutenu qu'il n'était pas nécessaire de prendre d'autres mesures et qu'il fallait attendre pour voir comment la situation économique évoluerait.

M. Gagnon: Combien de types de réacteurs différents existe-t-il en ce moment sur le marché?

M. Donnelly: Le réacteur CANDU est de conception modulaire. En gros, il est possible d'en allonger la calandre en y ajoutant plus de tuyaux. Il lui faut une plus grande chaudière, de plus gros tuyaux et des pompes plus puissantes, mais dans une certaine mesure, il est possible d'accroître la puissance des petits, moyens et gros réacteurs simplement en modifiant leurs modules.

Nous nous sommes essentiellement concentrés sur trois modèles différents: les catégories de 300, 600 et 900 mégawatts. Ces systèmes en sont à divers stades de développement. Le système de catégorie 600 est celui que nous avons construit outre-mer et ici même au Canada, le 300 est un nouveau modèle détaillé et le 900 est un modèle d'essai. Les centrales Bruce ou Darlington, par exemple, qui sont toutes deux fondées sur le système 900, cadrent dans cette gamme. Nous avons en fait trois groupes de base.

M. Gagnon: Le tableau des pages G-4 et G-5 indique que votre système 900 donne une capacité de production de 881 mégawatts.

M. Donnelly: Oui. Chacun de ces réacteurs est conçu en fonction de l'emplacement. L'utilisation de l'eau de réfrigération et de divers autres éléments influence le produit final.

M. Gagnon: Est-ce que les données sur l'utilisation de chaque modèle, les délais de construction et les coûts d'exploitation, c'est-à-dire le coût par kilowatt-heure, sont confidentielles?

M. Donnelly: Ce ne sont pas des données confidentielles. Ce sont des données nécessaires pour comprendre la situation avant de faire une soumission. Il vous faut savoir s'il est question d'une unité où tous les coûts ont été inclus, pour laquelle les intérêts courent pendant la construction et qui présente des facteurs d'inflation, ainsi que de quel genre de dollars nous parlons. Nous devons bien nous entendre sur les chiffres et ce à quoi ils s'appliquent, et mettre tout cela par écrit. Actuellement, un réacteur CANDU de 600 mégawatts coûterait environ 1,5 million de dollars actuels, plus les intérêts en cours de construction.

M. Gagnon: Pourriez-vous nous donner des chiffres? L'objectif de ce comité est de faire une comparaison avec la production d'énergie à partir du gaz, du pétrole et du charbon.

[Text]

Mr. Donnelly: We would be very pleased to provide lifetime costs, energy costs, and capital costs for this committee.

Mr. Hatcher: Madam Chairman, you can also get detailed information on that from Ontario Hydro, who can put it into the context of a comparison in their own system of nuclear versus coal versus oil, and so on, given the same ground rules.

Mr. Gagnon: I was hoping you would have some foreign expertise that was missing in their bailiwick with your Argentina, Korea, and Romania.

Mr. Donnelly: Yes, we can provide that additional information. I would like to do so. I was referring to Korea earlier. The Korea Electric Company is the only utility in the world operating pressurized water reactors side by side with CANDU, and therefore their particular comparison is very, very relevant. They publish their figures every year. The Wolsung unit, the CANDU, was built at the same time as Kori-2, and it is the same size, and therefore you have an correct tie-in; they are not distorted by different inflation rates. They have the same timetable, and approximately the same capital costs. But you have the same costs. They are real costs; they have money spent. They are in the company's books. They publish annual unit energy costs, fully accounted for in a traditional accounting practice, for 1984, 1985, 1986. The 1987 figures are not published yet, but they will be. They are direct comparisons with the unit energy costs of CANDU versus PWR.

Mr. Gagnon: And coal.

Mr. Donnelly: I was just going to add that. It is also interesting, they produce some figures for coal burning, and most of that is imported coal, and therefore we are dealing with cheap imported coal in terms of South Africa. It is not cheap if it is from Canada, but from South Africa and other countries they are allowed to buy from. And therefore you get a very good comparison again with CANDU against a modern, "un-struck" I should add, coal-fired power plant.

We can make this information available to you. I am sure you can get it direct if you wish. It will be their figures that we would give you.

Mr. Gagnon: I am afraid if we got it directly we would have to ask our researchers to translate from Korean. But it would be very fascinating to look at this head-to-head competition, especially on the nuclear. Is theirs a Westinghouse kind of design, their pressurized water?

Mr. Donnelly: They have six Westinghouse and the other two that are under construction are French, but they are still basically Westinghouse design. The last two

[Translation]

M. Donnelly: Nous serions très heureux de vous fournir les coûts pour la durée de vie utile, les coûts de l'énergie et le coût en capital.

M. Hatcher: Madame la présidente, vous pouvez également obtenir des détails là-dessus auprès de Ontario Hydro, qui peut comparer son propre système d'énergie nucléaire avec celui de l'énergie dérivée du pétrole, du charbon, etc., à partir des mêmes règles de base.

M. Gagnon: J'espérais que vous auriez des renseignements sur l'Argentine, la Corée et la Roumanie, renseignements qu'Ontario Hydro ne saurait nous fournir.

M. Donnelly: Oui, nous pouvons effectivement vous les donner et je m'empresse de le faire. Je parlais tout à l'heure de la Corée. La Korea Electric Company est le seul service d'utilité publique, dans le monde entier, qui utilise des réacteurs à eau pressurisée parallèlement avec le CANDU, et c'est pourquoi la comparaison qu'ils peuvent établir est particulièrement pertinente. Cette société publie ses chiffres chaque année. L'unité Wolsung, le CANDU, a été construit à la même époque que Kori-2, et elle est de la même taille. C'est pourquoi vous avez un recoupement intéressant, qui n'est pas déformé par divers taux d'inflation. Cette société a le même calendrier et approximativement les mêmes coûts en capital. Mais vous avez les mêmes coûts, des coûts réels qui figurent dans les livres comptables de la société. Celle-ci a publié les coûts énergétiques unitaires pleinement comptabilisés pour 1984, 1985 et 1986 selon une méthode de comptabilité traditionnelle. Les chiffres de 1987 ne sont pas encore publiés mais ils vont l'être. Ils permettront une comparaison directe des coûts énergétiques unitaires de CANDU et du réacteur à eau pressurisée.

M. Gagnon: Et pour le charbon.

M. Donnelly: C'est ce que j'allais dire. Fait intéressant, cette société donne également des chiffres pour le charbon, qui est un charbon bon marché dont la plus grande partie est importée d'Afrique du Sud. Celui du Canada n'est pas bon marché, à la différence de celui qu'ils sont autorisés à acheter, en Afrique du Sud et dans d'autres pays. Vous obtenez ainsi une excellente comparaison entre CANDU et une centrale moderne au charbon achetée aux prix les plus compétitifs.

Nous pouvons vous fournir cette information. Je suis certain que vous pouvez l'obtenir directement si vous le voulez, mais ce seront leurs chiffres que nous vous donnerons.

M. Gagnon: Je crains que, si nous voulions l'obtenir directement, nous devrions demander à nos chercheurs de traduire du coréen. Mais ce serait particulièrement intéressant de voir comment on se livre à cette concurrence acharnée, et comment se comporte l'énergie nucléaire. Est-ce qu'ils utilisent un modèle Westinghouse pour leur eau pressurisée?

M. Donnelly: Ils ont six appareils Westinghouse; les deux autres qui sont en voie de construction sont français, mais ils sont quand même de type Westinghouse. Les deux

[Texte]

they have ordered are combustion from the U.S., but they are basically again the PWL Westinghouse generic design.

Mr. Gagnon: What you have seen of the numbers, what do you feel is the most cost-efficient, whether it be Korea or Ontario?

Mr. Donnelly: On the same size of plant, and the size is reported, we are probably directly comparable with what we call a dry plant—that is, without heavy water. Heavy water and the cost of heavy water makes a difference to the comparison. But the cost of enriched fuel over the lifetime doubles the fuel costs—that is, it is twice as expensive to buy enriched fuel over the life of a plant than it is to buy natural uranium. The economics of enrichment are such that it fully compensates for the increased costs. The cost of heavy water is more than offset by the increased costs of enriched uranium. So the lifetime economics, size for size, are percentages, not orders. The percentage is in favour of CANDU.

• 1650

Mr. Gagnon: And coal?

Mr. Donnelly: Our recent comparisons suggest that today we can compete with coal at \$40 a tonne U.S., landed in this country. That is a tough comparison. Coal has only been to \$40 a tonne and downwards in the last few years. It was \$60, \$70, \$80 a tonne in 1980.

The Chairman: We do not want it to fall any lower, do we, Paul?

Mr. Gagnon: That is another problem.

Mr. Donnelly: I certainly do not want it to fall any lower either. But I think we can go head to head with coal at that price. And that is not the price in central Ontario. If you bring western coal to central Ontario and burn it in Ontario, you are paying a lot more than \$40 a tonne for it. If you bring Pennsylvania coal to central Ontario, you are paying more than \$40 a tonne for it.

Mr. Gagnon: As I understand the thrust of your comments, the capital cost of heavy water is a major factor.

Mr. Donnelly: It is about 15% of the total capital cost.

Mr. Gagnon: Is AECL conducting research on how to generate, recover, make heavy water at a more economical rate?

Mr. Donnelly: We have a large store of heavy water, enough to—

[Traduction]

derniers qu'ils ont commandés sont à combustion et viennent des États-Unis, mais là encore c'est, pour l'essentiel, le modèle de réacteur à eau pressurisée de Westinghouse.

M. Gagnon: D'après les chiffres que vous avez eus, quel est celui qui vous paraît le meilleur au plan du rapport coût/efficacité, que ce soit en Corée ou en Ontario?

M. Donnelly: Pour une centrale du même ordre de grandeur, qui est d'ailleurs signalée, le nôtre se compare sans doute le mieux avec ce que nous appelons une centrale «sèche» c'est-à-dire sans eau lourde. L'utilisation de cette dernière modifie la comparaison. Mais l'enrichissement du combustible en double les coûts pour la durée de vie utile; j'entends par là que cela revient deux fois plus cher d'acheter du combustible enrichi au cours de la durée de vie utile d'une centrale que d'acheter de l'uranium naturel. L'augmentation des coûts est toutefois entièrement compensée par les avantages du combustible enrichi. Le coût de l'eau lourde est plus que compensée par l'augmentation des coûts de l'uranium enrichi de sorte que, pour une centrale du même ordre de grandeur, pour la durée de vie utile, la comparaison se fait en pourcentage et non en ordre de grandeur. Le pourcentage est en faveur du CANDU.

M. Gagnon: Et le charbon?

M. Donnelly: D'après de récentes comparaisons, nous pouvons actuellement être concurrentiels avec du charbon à 40\$ la tonne U.S., livré au Canada. C'est une comparaison difficile: le charbon a atteint au maximum 40\$ la tonne ces dernières années, alors qu'en 1980, il coûtait 60\$, 70\$ et 80\$ la tonne.

La présidente: Nous ne voudrions pas le voir baisser encore davantage, n'est-ce pas, Paul?

M. Gagnon: C'est encore une autre difficulté.

M. Donnelly: Je ne voudrais certainement pas non plus le voir baisser, mais à ce prix-là, le charbon est concurrentiel. Ce n'est pas là le prix dans le Centre de l'Ontario, car si vous y apportez du charbon de l'Ouest et que vous l'utilisez là, vous payez beaucoup plus que 40\$ la tonne. Si vous importez dans le Centre de l'Ontario du charbon de Pennsylvanie, vous payez plus de 40\$ la tonne.

M. Gagnon: Si je vous comprends bien, le coût en capital de l'eau lourde constitue un facteur essentiel.

M. Donnelly: Il constitue environ 15 p. 100 du coût total en capital.

M. Gagnon: Est-ce que l'EAEL étudie comment générer, récupérer et faire de l'eau lourde à meilleur coût?

M. Donnelly: Nous avons un grand stock d'eau lourde, suffisant pour...

[Text]

Mr. Gagnon: We had that lesson last year or the year before.

Mr. Donnelly: An Ontario Hydro production plant serves most of our needs. But the answer to the question is yes. We have closed our plants, but we have continued, in laboratory fashion, our studies and research into cheaper ways of producing heavy water for the long-term future. I do not think we would ever return to the very heavily capital-intensive plants we saw in Canada in the 1960s and 1970s.

Mr. Gagnon: Is the deuterium atom present in natural gas?

Mr. Hatcher: Yes, it is.

The Chairman: Just to carry on from Mr. Gagnon about your principal lines of nuclear research and development, what is AECL doing at present in research and development, both in-house and extramurally?

Mr. Donnelly: Could I ask Dr. Hatcher to give you a quick picture of the program? I think it is very important to understand it. It is a \$200-million-a-year activity, and I think Dr. Hatcher should give you a quick overview of each one of the main thrusts of that program.

Mr. Hatcher: The largest part of our research and development is in the power reactor area. We do of course have a certain level of activities in pure science, in nuclear physics and the health sciences. We do have some other programs in peripheral nuclear sciences, such as use of accelerators for radiation processing. But the bulk of our R and D is in the nuclear power field.

We can divide that into several areas. In reactor development itself we are doing a considerable amount of work to make sure the current reactors continue to operate well and we can solve problems if they should crop up. We are also doing some programs to try to find better methods for reducing the operating costs of these reactors. A little further out from there, we are looking at methods for reducing the capital costs of new plants that will be built.

A feature of all our work, of course, is in the safety area. We are continuing to do more work to get a better understanding of all the complex factors that go into reactor safety, to make sure we understand the performance of all the systems when something goes wrong. Of course the obvious benefit of this is that where the safety margins are very high at the moment, we can perhaps reduce costs by cutting the safety margins when we have a much better understanding of all the safety factors.

[Translation]

M. Gagnon: On nous a dit tout cela l'an dernier ou l'année précédente.

M. Donnelly: Une centrale de Ontario Hydro suffit à la plupart de nos besoins, et je peux répondre par l'affirmative à cette question. Nous avons fermé nos centrales mais nous continuons en laboratoire à chercher le moyen de produire, à long terme, de l'eau lourde à meilleur marché. Je ne pense pas que nous reviendrons jamais au genre de centrale à prédominance de capital que nous avons eue au Canada dans les années 1960 et 1970.

M. Gagnon: Est-ce que l'atome de deutérium est présent dans le gaz naturel?

M. Hatcher: Oui.

La présidente: Je voudrais revenir sur ce que disait M. Gagnon à propos de l'orientation vers le nucléaire que vous avez prise en matière de recherche et de développement: qu'est-ce que l'EAEC fait au juste en matière de recherche et de développement, dans ses propres établissements et à l'extérieur?

M. Donnelly: Puis-je demander à M. Hatcher de vous brosser un tableau du programme? Il est très important que vous le compreniez bien, car c'est un programme de 200 millions de dollars par an et j'aimerais que M. Hatcher passe rapidement en revue les différents volets de ce programme.

M. Hatcher: L'essentiel du programme porte sur les réacteurs. Bien entendu, nous menons également certains travaux en sciences pures, en physique nucléaire et en sciences de la santé. Nous avons également d'autres programmes en sciences nucléaires périphériques, par exemple l'utilisation d'accélérateurs pour le processus de radiation, mais le gros de la recherche et du développement porte sur l'énergie nucléaire.

Nous pouvons subdiviser ce secteur en plusieurs parties: dans les travaux qui portent sur le réacteur même, nous faisons un effort considérable pour veiller à ce que les réacteurs actuels continuent à bien fonctionner et à ce que nous puissions résoudre les difficultés qui pourraient éventuellement se présenter. Nous essayons également de trouver de meilleures méthodes pour réduire le coût d'exploitation de ces réacteurs. Nous cherchons en outre à mettre au point des méthodes qui permettent de réduire le coût en capital des nouvelles centrales qui seront construites.

Dans tous nos travaux, bien entendu, nous nous attachons particulièrement à l'aspect sécurité. Nous poursuivons les travaux qui nous permettent de mieux comprendre les facteurs complexes qui interviennent dans la sécurité des réacteurs, pour être certains de bien comprendre comment fonctionnent tous les systèmes en cas de panne. L'avantage évident de ces travaux est que, dans les cas où les marges de sécurité sont très élevées à l'heure actuelle, nous parviendrons peut-être, si nous comprenons mieux tous les facteurs de sécurité, à diminuer les coûts en réduisant les marges de sécurité.

[Texte]

Of course, the other major program area supporting nuclear power is in waste management. That is a major program your committee looked at earlier, and I think you are all quite familiar with it. It represents perhaps 30% of our total research and development in power reactor support.

• 1655

The Chairman: Would you ever collaborate on international programs?

Mr. Hatcher: Yes, very much so, particularly in the more basic areas. We collaborate on materials that are useful for power reactors and in the waste management area. The areas where we limit our collaboration is in specific design developments where we could be in competition with others overseas. In the basic sciences, the materials work, fundamental properties of fuel and waste management, we have quite active collaboration programs.

The Chairman: What percentage of your budget goes to R and D, Dr. Hatcher?

Mr. Hatcher: Our total R and D costs are of the order of \$250 million a year. This year about 60% of it is funded by the federal government and the rest is funded from commercial work or from shared programs with utilities.

The Chairman: What is the future development of the CANDU reactor design?

Mr. Hatcher: As Mr. Donnelly mentioned, we are very excited about the new concept, the second generation if you like, of the CANDU 300. We are doing a lot of work in that area. We believe it is only the beginning of new advances in the basic CANDU design. We think we can reduce the capital costs and the operating costs significantly and we think we can extend the life of these reactors. When uranium prices increase, we think we will have the advanced fuel cycles available to carry the CANDU system in competition with any other nuclear system for centuries.

The Chairman: Your next few years are very important.

Mr. Hatcher: They are critical years. It is very important to us to maintain the space of research and development we so carefully built up over the last 40 years.

The Chairman: It is also important for Canada to maintain its resources and its high standards.

Mr. Hatcher: Yes, absolutely. I was putting it in that context. As Canadians it is important for us to do that.

The Chairman: Unfortunately 5 p.m. has arrived and I think we will have to see you perhaps one or two times

[Traduction]

Autre volet important de notre programme nucléaire, la gestion des déchets: c'est un programme important que votre Comité a déjà examiné et que vous connaissez bien, je crois. Il représente approximativement 30 p. 100 de l'ensemble des travaux de recherche et de développement liés aux réacteurs.

La présidente: Est-ce que vous envisageriez de collaborer à des programmes internationaux?

M. Hatcher: Oui, certainement, en particulier dans les aspects fondamentaux. Nous collaborons pour des matériaux qui sont utiles pour les réacteurs et pour la gestion des déchets. Nous limitons notre collaboration en matière de conception de projets spécifiques, où nous entrons en concurrence avec d'autres pays. Mais dans les sciences fondamentales, l'étude des matériaux, les propriétés fondamentales du combustible et la gestion des déchets, nous participons activement à des programmes communs.

La présidente: Quel est le pourcentage de votre budget qui est consacré à la recherche et au développement, monsieur Hatcher?

M. Hatcher: Le coût de total de ce programme est de l'ordre de 250 millions de dollars par an. Cette année, environ 60 p. 100 de cette somme est fournie par le gouvernement fédéral, le reste provenant de travaux rémunérés ou de programmes communs avec les services d'utilité publique.

La présidente: Quel est l'avenir du réacteur CANDU?

M. Hatcher: Comme le disait M. Donnelly, le CANDU 300, nouveau projet, la seconde génération si vous voulez, nous passionne. Nous travaillons beaucoup sur ce projet, qui ne représente, à notre avis, qu'une première étape des progrès que nous ferons faire au CANDU. Nous pensons pouvoir diminuer considérablement le coût en capital et le coût d'exploitation, et prolonger la durée de vie de ces réacteurs. Lorsque le prix de l'uranium augmentera, nous pensons avoir les cycles perfectionnés de combustible qui permettront au CANDU de faire concurrence, pendant des siècles, à tout autre système nucléaire.

La présidente: Les années qui viennent vont donc être d'importance cruciale pour vous.

M. Hatcher: Ce sont des années critiques, et il nous paraît essentiel de maintenir la capacité de mener des travaux de recherche et de développement que nous nous avons si soigneusement acquise au cours des 40 dernières années.

La présidente: Il est également important pour le Canada de maintenir ses ressources et ses normes élevées.

M. Hatcher: Oui, certainement. C'est sous cet angle que je voyais la question, pour le bien de notre pays.

La présidente: Malheureusement, il est presque 17 heures, et nous allons devoir vous demander de revenir

[Text]

more. Mr. Donnelly, do you have any sort of slide presentation?

Mr. Donnelly: Madam Chairman, we have some excellent presentations, and with modern technology the ability to create any kind of presentation this committee would require without any real cost to us. I think I suggested at one time that if the committee would like to attend, we have all the facilities of a presentation.

Our new 300 design is quite fascinating. If the committee can give us the same sort of time we had today, we could produce a whole range of economics for this committee. It would give you a chance to ask questions of the individuals involved. A site visit would be equally important for those people who have not been to Chalk River. It is historically fascinating and a very key piece of Canada's technical infrastructure. It is worth the visit.

I am sure you will visit power plants, and I feel it is important for the committee to see not only Ontario Hydro's plants but it is also equally important to see Hydro-Québec's plant at Gentilly. Most important is a comparison of the small utility in New Brunswick running a good CANDU, one of the best in the world, with the large infrastructure support Ontario Hydro has.

There is not a hell of a lot to see when you visit an operating nuclear power plant, but it is certainly worth the visit to get a picture of how a utility like New Brunswick handles its whole operation. They are running hydro, coal, oil, and nuclear energy on the same system, so we want to get a picture of their economics and compare it to central Canada's. Ontario's economics is a very useful comparison, because they are operating in two entirely different environments.

• 1700

The Chairman: I certainly appreciate your offer. I will discuss it with the committee members and get Mrs. Savage to set up a date that is convenient for you as well as for us. Do you not think, Mr. MacLellan, this would...? Mr. Gagnon, you had a quick question.

Mr. Gagnon: Yes, it dealt with the propulsion system for a nuclear submarine. Have you been asked to look at that, and would you have the capability of designing a propulsion system?

Mr. Donnelly: It would not be wise from any point of view for us to take on a new design of a propulsion system for nuclear submarines. The British did not even do that when they undertook their design in the late 1950s.

We certainly have all the technological capability to absorb that technology quickly. If a purchase were so arranged, the technology could be licensed. We believe,

[Translation]

une ou deux fois. Monsieur Donnelly, est-ce que vous avez des diapositives à nous présenter?

M. Donnelly: Madame la présidente, nous avons d'excellentes diapositives et grâce aux techniques de pointe, nous pouvons, sans encourir vraiment de frais, présenter au Comité des diapositives sur tout sujet qui l'intéresse. Je crois avoir déjà invité le Comité, s'il le souhaite, à une telle projection.

Notre nouveau projet 300 est passionnant. Si le Comité peut nous consacrer autant de temps qu'aujourd'hui, nous pourrions lui exposer la question en détail, en particulier sous ses aspects économiques. Vous auriez également l'occasion de poser des questions aux personnes responsables. Je recommande également une visite à Chalk River pour tous ceux qui n'y sont jamais allés: c'est l'une des installations principales du Canada, dont l'histoire est passionnante, et qui mérite amplement la visite.

Je suis certain que vous visiterez des centrales, et il me paraît important que le Comité ne s'en tienne pas à celle d'Ontario-Hydro, mais visite également celle d'Hydro-Québec à Gentilly. Vous pourriez également comparer le fonctionnement d'une petite installation comme celle du Nouveau-Brunswick, qui a un réacteur CANDU d'excellente qualité, l'un des meilleurs au monde, avec la vaste infrastructure d'Ontario-Hydro.

Ce n'est pas qu'il y ait tant à voir quand vous visitez une centrale nucléaire en fonctionnement, mais il est bon toutefois de se faire une idée de la façon dont fonctionne une centrale comme celle du Nouveau-Brunswick. C'est une centrale où on utilise l'énergie hydro-électrique, le charbon, le pétrole et l'énergie nucléaire dans le même système, et nous voudrions donc nous faire une idée de l'aspect économique de ce fonctionnement pour pouvoir le comparer avec les installations du Canada central. La comparaison avec l'Ontario est particulièrement utile, parce que l'environnement n'est pas du tout le même.

La présidente: Je vous remercie de votre proposition et j'en discuterai avec les membres du Comité. M^{me} Savage prendra contact avec vous pour fixer une date qui convienne à tous. Ne pensez-vous pas, monsieur MacLellan, que ceci serait...? Monsieur Gagnon, une très brève question.

M. Gagnon: Oui, elle porte sur un système de propulsion pour sous-marins nucléaires. Est-ce qu'on vous a demandé d'examiner cette question, et seriez-vous en mesure de concevoir un système de propulsion?

M. Donnelly: Il ne serait pas judicieux de notre part de nous embarquer dans la conception d'un système de propulsion pour sous-marins nucléaires. Même les Anglais ne l'ont pas fait parce qu'ils ont créé leurs sous-marins nucléaires à la fin des années 1950.

Nous avons certainement tout ce qu'il faut, au plan technologique, pour absorber rapidement cette technologie. Celle-ci pourrait être brevetée si on se

[Texte]

given an orderly transfer of that technology from whoever these propulsion units were purchased from, we could see substantial, if not complete, manufacture of such propulsion units in Canada, given the ability for AECL to absorb that technology with something else.

The Chairman: That is interesting. You see, the future has a silver lining.

Mr. Donnelly: I would not want that, Madam Chairman, in any way to derogate from the issues before us today. We have a major issue on the table. That is certainly attractive and could be exciting, but again only a percentage of our resources would be. . .

The Chairman: Thank you very much, Mr. Donnelly, and your colleagues.

Mr. Donnelly: Could I take the liberty of making one other point apropos this? Madam Chairman, the comparison of what we have done in Canada, particularly on the R and D side but equally on the engineering and the building side, with the international scene, is equally important.

Canada has been lucky. We have probably spent a tenth of what has been spent in other countries in R and D, yet we have a very competitive system. I think—and I do not want to burden the taxpayer—if your committee did have an opportunity to compare what has been happening in Canada with what has been happening internationally in R and D and the success and failures of competing systems, it would be well worthwhile and a good base on which to make a Canadian comparison.

The Chairman: Energy, Mines and Resources brought this out yesterday at the meeting and they were saying how well spent your money was. They compared your figures—our figures, I guess I should call them—to the U.S. However, the U.S. also has some sort of military application in there, does it not?

Mr. Donnelly: Yes, we have figures we can take out from the military application and look at it from a pure civil application. It is the same with France and the U.K.

Mr. Gagnon: They have an interesting table in the book here, showing the comparison.

The Chairman: Thank you very much. We will certainly get in touch and take you up on it.

Mr. Donnelly: We look forward to returning, Madam Chairman, at your pleasure.

The Chairman: Thank you. The meeting is adjourned.

[Traduction]

décidait à acheter. Si ceux qui nous vendraient ces unités assuraient de façon convenable le transfert de technologie, nous serions certainement en mesure d'assurer la fabrication partielle, sinon complète, au Canada de ces unités compte tenu de la capacité de l'EACL d'absorber cette technologie.

La présidente: Voilà qui est intéressant. Vous le voyez, l'avenir nous réserve du bon.

M. Donnelly: Mais je ne voudrais pas, madame la présidente, que ces questions nous détournent de celle dont on a parlé aujourd'hui et qui est d'importance capitale. L'autre est certainement une perspective intéressante, mais là encore un certain pourcentage de nos ressources pourrait être. . .

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Donnelly ainsi que vos collaborateurs.

M. Donnelly: Est-ce que vous me permettez, à ce propos, d'ajouter quelque chose? Madame la présidente, il est important de faire la comparaison entre ce qui se fait dans le monde et ce que nous avons fait au Canada, en particulier en matière de recherche et de développement, mais également en matière d'engineering et de construction.

Le Canada a eu de la chance: en dépensant environ un dixième de ce que d'autres pays ont consacré à la recherche et au développement, nous ne nous en sommes pas moins dotés d'un système très concurrentiel. Nous ne voulons pas accabler les contribuables, et nous serions très heureux si votre Comité comparait les travaux de recherche et de développement que nous avons menés au Canada avec ce qui se fait dans d'autres pays, en particulier le taux de succès et d'échec de systèmes en concurrence.

La présidente: C'est ce que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a fait ressortir à la réunion d'hier, en soulignant combien vous aviez habilement géré vos crédits. Ils ont comparé vos chiffres—je devrais dire nos chiffres—à ceux des États-Unis. Mais les États-Unis ont également une application militaire dans ce domaine, n'est-ce pas?

M. Donnelly: Oui, nous avons des chiffres que nous pouvons tirer de l'application militaire et examiner purement sous l'angle de l'application civile. Il en est de même avec la France et avec le Royaume-Uni.

M. Gagnon: Il y a un tableau intéressant dans ce cahier, qui montre bien la comparaison.

La présidente: Je vous remercie beaucoup. Nous prendrons certainement contact avec vous à propos de votre invitation.

M. Donnelly: Nous serons heureux de revenir, madame la présidente, à votre convenance.

La présidente: Je vous remercie. La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Atomic Energy of Canada Limited:

James Donnelly, President;
Stan Hatcher, President, Research Company;
Ronald Veilleux, Corporate Secretary and Vice-
President, Corporate Relations;
Michel Therrien, Corporate Executive Vice-President.

TÉMOINS

De l'Énergie atomique du Canada Limitée:

James Donnelly, président;
Stan Hatcher, président, Société de recherche;
Ronald Veilleux, secrétaire corporatif et vice-président
des relations de l'entreprise;
Michel Therrien, vice-président exécutif.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 31

Wednesday, November 18, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 31

Le mercredi 18 novembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the economics of nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'économie de la puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, NOVEMBER 18, 1987
(51)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:42 o'clock p.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Members present: John Parry, William Rompkey and Bill Tupper.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the National Energy Board: Roland Priddle, Chairman; Mark Segal, Director, Economics Branch; and Alex Karas, Director, Electric Power Branch.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

Roland Priddle made a statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 5:18 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 18 NOVEMBRE 1987
(51)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 42, dans la pièce 371 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Bob Porter, Barbara Sparrow.

Membres suppléants présents: John Parry, William Rompkey, Bill Tupper.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De l'Office national de l'énergie: Roland Priddle, président; Mark Segal, directeur, Direction de l'économique; Alex Karas, directeur, Direction de l'électricité.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Roland Priddle fait une déclaration, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 17 h 18, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Wednesday, November 18, 1987

• 1542

The Chairman: The order of the day is the economics of nuclear power in Canada. Today we have as witness Mr. Roland Priddle, chairman of the National Energy Board. The National Energy Board has been called to provide information in three general areas: its role and authority in licensing the export of electric energy to the United States; its view on the role that nuclear electricity can and will play in Canada's future in the energy system; and the potential for exporting electricity to the United States in the future.

Mr. Priddle, we welcome you here and thank you very much. Perhaps you could introduce your colleagues, and I believe you have an opening statement.

Mr. Roland Priddle (Chairman of the National Energy Board): Thank you, Madam Chairman. With me is Mr. Robin Glass, the executive director of the board. Mr. Glass came to us from Indian and Northern Affairs at the beginning of September. He replaces Mr. Bob Stevens, who was familiar to the committee and who is retiring at the end of the year. This is Mr. Glass's first appearance before the committee. Also with me are the secretary of the board, Mr. John Klenavic; Dr. Peter Miles, the director general of energy regulation; Mr. Alex Karas, the director of the electric power branch; Mr. Mark Segal, the director of the economics branch; and Mr. Jean Morel, the assistant general counsel of the board.

Madam Chairman, I did not bring any board members with me today, because I think the people who can be most helpful to you are the board staff, Mr. Mark Segal and Mr. Alex Karas in particular. We are as well fairly occupied at the moment in terms of board members' time. Three members are hearing the TransCanada PipeLines' new pipeline facilities application this afternoon. Two permanent members and one temporary member are preparing themselves to hear, in ten days, the application or re-application by Hydro-Quebec to export electricity to the New England utilities. Our vice-chairman is speaking in New Orleans on Canada-U.S. energy trade. He is speaking to United States regulators. Another of our members is in San Francisco speaking on Canadian natural gas export policy. So there are seven members otherwise engaged, as it were.

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mercredi 18 novembre 1987

La présidente: Nous allons parler aujourd'hui des paramètres économiques de l'énergie nucléaire du Canada, avec M. Roland Priddle, président de l'Office national de l'énergie. Des représentants de l'Office ont été invités pour vous donner des informations dans trois domaines généraux: rôle et pouvoirs de l'Office en matière d'exportations d'énergie électrique aux États-Unis; opinion de l'Office sur le rôle de l'électricité d'origine nucléaire, dans le cadre des futurs besoins d'énergie du Canada; et potentiel d'exportation de l'électricité vers les États-Unis, à l'avenir.

Monsieur Priddle, nous vous souhaitons la bienvenue. Avant de commencer votre déclaration préliminaire, pourriez-vous présenter les personnes qui vous accompagnent?

M. Roland Priddle (président de l'Office national de l'énergie): Merci, madame la présidente. Je suis accompagné de M. Robin Glass, directeur exécutif de l'Office. M. Glass travaillait auparavant au ministère des Affaires indiennes et du Nord et est arrivé chez nous au début du mois de septembre pour remplacer M. Bob Stevens, que vous connaissiez sans doute, et qui prend sa retraite à la fin de l'année. C'est la première fois que M. Glass se présente devant votre Comité. Je suis également accompagné de M. John Klenavic, secrétaire de l'Office, de M. Peter Miles, directeur général de la réglementation de l'énergie, de M. Alex Karas, directeur pour l'énergie électrique, de M. Mark Segal, directeur des services économiques, et de M. Jean Morel, conseiller juridique général adjoint de l'Office.

Je ne me suis fait accompagné par aucun membre de l'Office, madame la présidente, car je pense que ce sont les employés, notamment M. Mark Segal et M. Alex Karas, qui pourront vous donner les informations dont vous avez besoin. D'autre part, les membres de l'Office sont actuellement très occupés. Trois d'entre eux participeront cet après-midi à une audience consacrée à la nouvelle demande de la société «TransCanada PipeLines». Deux membres permanents et un membre temporaire préparent actuellement les audiences qui commenceront dans 10 jours sur la nouvelle demande présentée par Hydro-Québec pour exporter de l'électricité vers la Nouvelle-Angleterre. Notre vice-président se trouve aujourd'hui à La Nouvelle-Orléans, où il s'adresse à des responsables de la réglementation énergétique des États-Unis, afin de leur parler du commerce canado-américain dans le secteur énergétique. Enfin, un autre de nos membres se trouve à San Francisco, pour parler de la politique du Canada en matière d'exportation de gaz naturel. Cela signifie que sept membres du conseil sont actuellement occupés ailleurs.

[Texte]

[Traduction]

• 1545

At our previous appearance we discussed the board's 1986 staff report on supply and demand for energy in Canada. At that time your main interest was in Canada's oil prospects and requirements. You have mentioned your current interest in electricity questions and the areas where you thought we could be helpful, so Mr. Segal will be presenting information on energy supply and demand and Mr. Karas will discuss electricity exports and the role of nuclear energy. I am going to give you an overview of recent developments in terms of the board's activity and electricity regulation and the future of such regulation as we at the board see it.

I would like to remind the committee that the National Energy Board Act allows the board to permit electricity exports by licence or for small amounts by order after satisfying itself that the electricity an applicant proposes to export is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements and that the price to be charged is just and reasonable in the public interest, the related criteria being defined in the regulations. The board may also certificate international power lines taking account of all public interest matters the board considers relevant.

À l'heure actuelle, tout le domaine de la réglementation des exportations d'électricité est à l'étude. En conformité avec le programme de réforme de la réglementation mis en oeuvre par le gouvernement, le ministre Masse a demandé à l'Office, en septembre 1986, d'examiner la question de la réglementation des exportations d'électricité et de lui présenter des options. Pour ce faire, l'Office a considéré cette réglementation sous l'aspect des principes premiers.

It might be helpful to you if I summarize the reasons why Canada regulates electricity exports, drawing upon our more detailed explanation in the NEB panel report on the regulation of electricity exports, which I have here. I will refer to that in a few moments.

The primary reason for regulation of economic activity is that the interest of investors in an enterprise may diverge from the public interest because of the presence of monopoly or market power, the imposition of external or indirect costs on the existence of costs, and the existence of costs on future generations. All these factors are present to varying degrees in the electrical utility industry.

Our major electricity-exporting utilities do have sufficient market power to discriminate in the matter of price between domestic and export clients. This practice could result in a block of energy earning less in the export market than it could save by displacing the more expensive energy generation of another Canadian utility. It also raises concerns about the competitiveness in end-

Lors de notre comparution précédente, nous avons discuté du rapport préparé en 1986 par l'Office sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. À l'époque, vous vous intéressiez particulièrement aux perspectives et besoins du Canada dans le secteur pétrolier. Cette fois, vous avez exprimé le désir d'aborder les problèmes d'électricité. M. Segal va donc vous présenter les informations sur l'offre et la demande d'énergie au Canada, et M. Karas discutera ensuite des exportations d'électricité et du rôle de l'énergie nucléaire. Pour ma part, je vais vous donner un bref aperçu de l'évolution récente des activités de l'Office en matière de réglementation de l'électricité et de l'avenir que l'on peut envisager à cet égard.

Je voudrais vous rappeler que la Loi de l'Office national de l'énergie nous autorise à accorder des permis d'exportations d'électricité, dans le cadre de licences ou pour de petites quantités, si nous avons la conviction que les quantités exportées représentent un excédent par rapport aux besoins canadiens prévisibles et que le prix payé par le client est juste et raisonnable, eu égard à l'intérêt public. Les critères nous permettant de former un tel jugement sont définis dans les textes réglementaires. L'Office peut également accorder des certificats à des sociétés d'électricité internationales, selon son interprétation de l'intérêt public.

At the present time, the whole field of regulation of electricity exports is under review. Further to the regulation reform program set up by the government, the Minister, Mr. Masse, asked the board, in September 1986, to review the matter of regulating electricity exports and to provide him with options. To this end, the Board has re-examined this regulation on the basis of its primary principles.

Il serait utile que je résume à votre intention les raisons pour lesquelles le Canada réglemente les exportations d'électricité, en m'inspirant pour ce faire de l'explication plus détaillée qui figure dans le rapport publié par l'Office sur la réglementation des exportations d'électricité. J'y reviendrai dans un instant.

La principale raison pour laquelle on peut vouloir réglementer une activité économique est que les intérêts des investisseurs d'une entreprise donnée peuvent ne pas être conformes à l'intérêt public, soit parce que l'entreprise est dans une situation de monopole, soit parce qu'il y a imposition de coûts extérieurs ou indirects sur les coûts existants, soit parce que certaines activités se traduiront par des coûts supplémentaires pour les générations futures. Tous ces facteurs se retrouvent, à des degrés divers, dans l'industrie de l'électricité.

Nos principales sociétés publiques exportatrices d'électricité sont suffisamment puissantes, au niveau commercial, pour pouvoir opérer une discrimination de prix entre leurs clients nationaux et leurs clients étrangers. Cela signifie que certaines formes d'énergie rapporteraient moins à l'exportation que si elles avaient été utilisées au Canada pour remplacer d'autres formes

[Text]

product markets of firms producing items requiring electricity-intensive processes, as well as a fairness or equity consideration in regard to the prices charged United States and Canadian consumers for services having similar cost.

By virtue of their income tax exemption and provincial government debt backing, our provincial utilities enjoy a special fiscal and financial status. Furthermore, their individual activities may have environmental, technical, or economic impacts beyond their provincial boundaries. Therefore the total cost to Canada of electricity production may exceed the direct costs the utility faces, and it is arguably in the public interest that exports recover their appropriate share of all of the costs incurred.

Next, unlike many manufactured products most Canadian electricity production may be subject to increasing cost as increasingly expensive projects are developed to meet growing demand. As exports of firm capacity accelerate project development relative to domestic requirements, there is a national public interest that the export arrangement recovers these user costs relating to export contracts, in effect compensating Canadians for the incremental costs of exports. The utility does not bear these costs when it exports, but future consumers will.

I already referred to the requirement of our act that exports be found surplus to Canadian requirements and that their price be just and reasonable. In this latter regard, regulations made under the act require that the export price first would recover associated costs incurred in Canada. Second, it would be no less than the price to Canadians for equivalent service in related areas. And third, it would not be materially less than the importing country's least-cost alternative at the same location. These are the board's first, second, and third price guidelines respectively.

The board uses the public hearing process to satisfy itself that these requirements of its act and regulations are met. In general, over the past 25 years, the board's regulation of electricity trade has been uncontroversial. Recently, however, some utilities have expressed concern about the board's administration of the second price guideline. The board's practice is to ask that exporting utilities first offer the energy proposed for export to neighbouring interconnected Canadian utilities. When such utilities refuse the offer, this is hard evidence played out in the marketplace that they do not need the

[Translation]

plus coûteuses de production d'énergie. Ce problème soulève également celui de la compétitivité des entreprises qui fabriquent des biens en utilisant beaucoup d'électricité, ainsi que des problèmes d'équité pour les consommateurs canadiens et américains, utilisant des services ayant un coût semblable.

Étant donné que nos services d'utilité publique provinciaux sont exemptés de l'impôt sur le revenu et bénéficient de prêts garantis par le gouvernement, elles jouissent d'un statut fiscal et financier spécial. Par ailleurs, leurs activités peuvent fort bien avoir des incidences écologiques, techniques ou économiques au-delà de leurs limites provinciales. Par conséquent, le coût total pour le Canada de l'électricité qui y est produite peut être supérieur aux coûts directs assumés par la société productrice, et on peut dire que l'intérêt public exige que les exportations permettent de récupérer la part qui leur revient de tous les coûts assumés.

À la différence de beaucoup de produits manufacturés, l'électricité produite au Canada peut être assujettie à des augmentations de coûts importantes, puisqu'il faut mettre en place des projets de plus en plus coûteux pour faire face à l'augmentation de la demande. Comme les exportations ont pour effet d'accélérer la réalisation de grands projets au Canada pour répondre aux besoins intérieurs, l'intérêt public national exige également que les contrats d'exportation permettent de récupérer les coûts assumés par les usagers du fait des contrats d'exportation, c'est-à-dire qu'ils aient pour effet de compenser les Canadiens pour les coûts marginaux des exportations. Les sociétés publiques n'assument pas ces coûts lorsqu'elles exportent, ce seront les consommateurs de l'avenir qui devront les payer.

J'ai déjà précisé que la loi stipule que nous pouvons exporter des quantités qui sont excédentaires par rapport à nos besoins, et à condition que les exportations soient effectuées à un prix juste et raisonnable. À ce sujet, les textes réglementaires adoptés au titre de la loi exigent que le prix d'exportation permette d'abord de récupérer tous les coûts pertinents assumés au Canada. Secundo, il ne doit pas être inférieur au prix que les Canadiens paient un service équivalent dans des régions avoisinantes, et tertio, il ne doit pas être substantiellement moindre que celui de l'énergie de remplacement au moindre coût en vigueur dans le pays importateur au même endroit.

• 1550

Il s'agit là des première, deuxième et troisième lignes directrices de l'Office, respectivement. Pour se convaincre que ces exigences de la loi et de ses règlements d'application sont satisfaisantes, l'Office utilise la méthode de la procédure publique. En règle générale, au cours des 25 dernières années, la réglementation par l'Office du commerce de l'électricité n'a pas fait l'objet de controverse. Tout dernièrement, cependant, certains services publics ont exprimé des inquiétudes quant à l'application de la deuxième ligne directrice par l'Office. L'Office a pour pratique de demander aux services

[Texte]

electricity on the terms and at the price proposed. The board's practice regarding offers is well known, and an applicant who seeks to satisfy the board by other evidence runs a risk of failure.

À cet égard, notons qu'en mai 1987, l'Office a rejeté la demande de l'Hydro-Québec qui désirait exporter 70 TW.h d'électricité aux services publics de la Nouvelle-Angleterre, parce que le demandeur n'avait pas fourni de preuves suffisantes pour permettre à l'Office d'en arriver aux conclusions voulues quant à l'excédent et au prix.

L'Hydro-Québec s'est ravisée en faisant des offres à d'autres services publics et a redemandé la licence nécessaire à l'Office. Celui-ci a décidé d'entendre la demande, comme je vous l'ai dit, à partir du 1^{er} décembre et traitera cette question aussi rapidement qu'il est raisonnable de le faire.

I mentioned earlier the NEB's review of the electricity export regulation, made at Minister Masse's request. In the fall of 1986 we held public hearings and received a very broad range of reviews from across Canada on all matters within the NEB's area of responsibility, including surplus determination, price regulation, licence term, transmission access, issues related to federal and provincial overlaps and to regulatory process, treatment of electricity exports generated from imported energy sources, treatment of exports from pre-built or dedicated facilities, and criteria applicable to the certification of international power lines. The board's approach was to re-examine the structure and practices of our electricity export regulation from a clean slate for each issue, asking ourselves how it relates to public interest, what good or harm would be done without it, and whether it could be done better in other ways.

The panel's report summarizes the opinions of the parties involved. It gives the comments of the hearing panel and submits alternatives to the Minister. It does not make any recommendations. When the Minister released the panel's report July 16 of this year, the Minister stated that he intended to study the report and consult his Cabinet colleagues before announcing any changes to the federal regulation of electricity exports. Minister Masse also said that any reform of electricity export regulation would not compromise the primary responsibility of the NEB, which is to ensure that exports are in the Canadian public interest.

[Traduction]

exportateurs de commencer par offrir aux services canadiens d'électricité interconnectés avoisinants l'énergie qu'ils proposent à l'exportation. Le refus d'une telle offre constitue une preuve certaine, mise à l'épreuve sur la place publique, que ces services n'ont pas besoin de l'électricité aux conditions et au prix proposés. Cette pratique de l'Office est très connue et le demandeur qui cherche à convaincre l'Office par d'autres moyens risque de ne pas y parvenir.

In this regard, the board in May 1987 denied Hydro-Québec's application to export 70 TW.h of electricity to the New England utilities, because the applicant did not provide evidence enabling the board to make the necessary findings on surplus and price.

Hydro-Québec has now made offers and has reapplied to the board for the required licence. The board has set the application for hearing starting December 1st, and will decide the case as expeditiously as it reasonably can.

J'ai mentionné l'examen de la réglementation des exportations d'électricité que l'Office a fait à la demande du ministre Masse. Au cours de l'automne 1986, un comité permanent de l'Office a tenu des audiences publiques et a reçu une très vaste gamme d'opinions de partout au Canada sur des questions qui relèvent des domaines de responsabilités de l'Office, notamment la détermination des excédents, la réglementation des prix, la durée des licences, l'accès aux réseaux de transport, des questions liées au chevauchement des compétences fédérales et provinciales et au processus de réglementation, le traitement des exportations d'électricité produite à partir de sources d'énergie importées, le traitement des exportations à partir d'installations exclusives ou réservées, et les critères applicables à la délivrance de certificats visant des lignes de transport internationales. Le comité permanent de l'Office a abordé cette question en réexaminant la structure et les pratiques de sa réglementation en matière d'exportation d'électricité à partir de zéro, dans tous les sujets, en se demandant comment cette réglementation se rapporte à l'intérêt public, ce que l'on retirerait de bon ou de mauvais de son abandon et s'il était possible de parvenir à de meilleurs résultats en utilisant d'autres moyens.

Le rapport du comité contient un résumé des opinions des parties intéressées, les commentaires du comité d'audience et les options de rechange soumises au ministre. On n'y trouve aucune recommandation. En rendant public le rapport du comité le 16 juillet 1987, le ministre a déclaré qu'il avait l'intention d'étudier le rapport et de consulter ses collègues du Cabinet avant d'annoncer quelque changement que ce soit à la réglementation fédérale des importations d'électricité. Le ministre Masse a ajouté que toute réforme de cette réglementation ne mettrait pas en jeu la responsabilité première de l'Office, qui est de voir à ce que les exportations se fassent dans l'intérêt public canadien.

[Text]

The Canada-United States Free Trade Agreement has implications for electricity export regulation and for electricity trade in general. Our views on this matter are perforce preliminary, because they are based on our understanding of the preliminary transcript elements of the free trade agreement, the blue document, with which members of the committee are very familiar.

There are no tariffs on electricity, therefore the free trade agreement does not change this aspect of access to the U.S. market. In fact, until recently there has been a long history of untroubled and mutually beneficial access to each other's electricity markets.

Recently a coalition of interests in the U.S. has developed in order to challenge Canada's continued access to the U.S. electricity market. So far the coalition has not succeeded in moving the U.S. administration to initiate trade investigations on electricity. However, presidential permits are required for new facilities to import power, and the most recent application has witnessed an unusually large number of intervenors. In future, the free trade agreement will provide a framework of principles, consultation, and dispute resolution for dealing with governmental measures restricting trade.

The agreement also makes specific reference to the Bonneville Power Administration and B.C. Hydro relationship. The matter at issue here is Bonneville Power's inter-tie access policy, which restricts access to non-Bonneville utilities to the Bonneville transmission network. Bonneville Power, other neighbouring utilities, and B.C. Hydro are all competing for the California market. The total of potential power flows exceeds the capability of the existing transmission through Bonneville's territory. The access policy does restrict competition for the California market and it gives Bonneville's surplus interruptible energy priority over that of others.

• 1555

The free trade agreement encourages Bonneville and B.C. Hydro to work out their differences and gives B.C. Hydro most favoured nation treatment by Bonneville with other non-Pacific Northwest utilities. It does not provide a solution to the problem. Bonneville's access policy has withstood two U.S. legal challenges. It is not yet clear what further levers the free trade agreement may give Canada to have this problem resolved in the event negotiations fail.

Last, I would like to turn to three main areas of energy regulation the free trade agreement affects: the actions of regulatory agencies, surplus tests, and price tests.

[Translation]

L'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis aura des conséquences sur la réglementation des exportations d'électricité et sur le commerce de l'électricité en général. Notre opinion en la matière ne peut être que préliminaire, étant donné qu'elle se fonde sur notre compréhension de la «Transcription préliminaire—Éléments de l'Accord», le document bleu, que les membres du Comité connaissent bien.

Il n'existe pas de tarif de l'électricité; l'Accord de libre-échange ne peut donc modifier cet aspect de l'accès aux marchés américains. En fait, nous avons connu jusqu'à tout récemment une longue période, sans histoire et mutuellement profitable, d'accès aux marchés de l'électricité de l'un et l'autre.

Il y a peu de temps a surgi une coalition d'intérêts américains qui s'est donnée comme but de s'opposer à l'accès continu du Canada aux marchés américains de l'électricité. Jusqu'à présent, la coalition n'a pas réussi à amener l'Administration américaine à procéder à des enquêtes commerciales sur l'électricité. Cependant, les nouvelles installations d'importation d'électricité nécessitent un permis présidentiel, et la dernière demande en ce sens a fait l'objet d'un nombre inhabituellement élevé d'intervenants. À l'avenir, l'Accord de libre-échange offrira un cadre de principes, de consultations et de solutions de différends qui permettra de travailler avec les mesures gouvernementales visant à restreindre le commerce.

L'Accord mentionne directement les liens qui unissent Bonneville Power Administration et B.C. Hydro. L'objet de cette affaire est la politique d'accès aux services interconnectés, qui restreint l'accès des services autres que Bonneville à son réseau de transport d'électricité. Bonneville Power, des services avoisinants et B.C. Hydro se font toutes concurrence pour ce qui est du marché de la Californie. Au total, l'afflux des puissances potentielles dépasse les possibilités de transport des installations qui existent actuellement dans le territoire de Bonneville. Cette politique d'accès a pour effet de restreindre la concurrence pour le marché de la Californie et donne à l'excédent d'énergie interruptible de Bonneville priorité sur d'autres services électriques.

L'accord de libre-échange encourage Bonneville et B.C. Hydro à essayer d'aplanir leurs difficultés et fait que B.C. Hydro reçoit un traitement de la nation la plus favorisée par Bonneville avec d'autres services publics du nord-ouest extérieurs à la zone du Pacifique. Cela ne résout pas le problème. La politique d'accès de Bonneville a résisté à deux mises en demeure juridiques des États-Unis. Nous ne savons pas quels autres leviers l'accord de libre-échange peut donner au Canada pour que ce problème se résolve, dans l'éventualité où les négociations échoueraient.

Je parlerai maintenant de trois grands domaines de réglementation énergétique qui sont touchés par l'accord de libre-échange: les mesures prises par les organismes de

[Texte]

The energy portion of the free trade agreement provides for consultation in the event of regulatory actions either country considers inconsistent with the agreement. This provision would not necessarily prevent, for example, the kind of problem the recent FERC 256 decision poses for Canadian natural gas exporters, but it would make formal provision for discussion of such an issue. Recognizing the independent status of regulatory agencies in both countries, the provision only calls for consultation.

The document explicitly commits Canada to limiting the application of its surplus test for energy exports to a monitoring function. The agreement specifically disallows the board's third price test, which you remember requires that the electricity export price be not materially less than the importer's least alternative cost.

The board is keeping abreast of developments that may affect energy regulation under the free trade agreement. As we have in the past, we stand ready to adapt to an evolving external environment.

Mr. Mark Segal (Director, Economics Branch, National Energy Board): Madam Chairman, I would like to take the committee quickly through some of the same material as we presented in one of our previous presentations here, just to set the overall context within which the specific issues of electricity demand growth and electricity supply are situated.

We evaluate demand and supply for energy against a number of assumptions about energy prices and economic growth, which requires the production and consumption of energy. In the first picture you see projections of world oil prices from our 1986 supply and demand report. We have two price cases. Our low price has the oil price stabilizing at about \$18 a barrel in the early 1990s and staying there, in 1986 dollars, through the end of our projection period of 2005. Our high oil price case sees the oil price rising to \$27 per barrel by the early 1990s and staying at \$27 in 1986 dollars until 2005.

We projected that natural gas prices would be related to oil prices in the industrial market, so we took natural gas to be priced at its energy equivalent in the industrial oil market. That leads to a price stabilizing at roughly \$3 per gigajoule from the mid-1990s to the end of the period in the low case and to slightly below \$5 per gigajoule in the high case.

Our electricity prices are largely constant in real terms over the projection period. This reflects the fact that the pricing of electricity is based on cost-of-service rate

[Traduction]

réglementation, les critères visant les excédents et les critères visant les prix.

Le volet énergétique de l'accord de libre-échange prévoit des consultations dans l'éventualité où des mesures de réglementation de l'un ou l'autre pays seraient considérées comme non conformes à l'accord. Cette disposition n'aurait pas pour effet d'empêcher, par exemple, le type de problème que la décision n° 256 de la FERC pose aux exportateurs de gaz naturel canadien, mais elle prévoit tout de même leur étude. Compte tenu du statut d'autonomie des organismes de réglementation des deux pays, cette disposition ne vise que la consultation.

Le document engage explicitement le Canada à limiter l'application de son critère d'excédent à un rôle de surveillance en ce qui concerne les exportations d'énergie. L'accord désavoue explicitement le troisième critère des prix de l'Office, lequel exige que le prix de l'électricité exporté ne soit pas substantiellement inférieur à celui de l'énergie de rechange au moindre coût.

L'Office se tient à l'affût de toute évolution qui peut avoir un effet sur la réglementation de l'énergie dans le cadre de l'accord. Comme il l'a toujours fait, il se tient prêt à s'adapter aux nouveaux environnements extérieurs.

M. Mark Segal (directeur, Direction de l'économie, Office national de l'énergie): Madame la présidente, je voudrais présenter au Comité les mêmes diapositives déjà présentées lors d'une autre séance, pour qu'on voie le contexte général des enjeux particuliers que représentent la croissance de la demande d'électricité et l'offre d'électricité.

Pour évaluer l'offre et la demande d'énergie, nous posons certaines hypothèses concernant les prix de l'énergie et la croissance économique, qui exige la production et la consommation d'énergie. Dans la première diapositive, vous voyez les prix mondiaux prévus du pétrole d'après notre rapport sur l'offre et la demande de 1986. Nous avons deux courbes de prix. Le prix bas est fondé sur l'hypothèse que le prix du pétrole se stabilisera à 18\$ le baril au début des années 1990 et qu'il s'y maintiendra, en dollars de 1986, jusqu'à la fin de la période de prévision, l'année 2005. Le prix élevé du pétrole suppose que le prix grimpera jusqu'à 27\$ le baril au début des années 1990, et qu'il s'y maintiendra en dollars de 1986 jusqu'en l'an 2005.

Nous avons posé pour hypothèse que le prix du gaz naturel serait lié au prix du pétrole sur le marché industriel, si bien que le prix du gaz naturel est évalué d'après son équivalent énergétique sur le marché industriel du pétrole. Cela signifie que son prix se stabilisera à partir de 1995, et ce jusqu'à la fin de la période étudiée, à quelque 3\$ le gigajoule dans le cas du plus bas prix pour le pétrole et à un peu moins de 5\$ le gigajoule dans le cas du prix plus élevé.

Les prix pour l'électricité sont essentiellement constants en termes réels au cours de toute la période étudiée. Cela traduit le fait que le prix de l'électricité est

[Text]

regulation in all provinces, and it is expected that the cost of service will not increase at a higher rate than the general rate of inflation for the economy over the period. This means, insofar as oil and gas prices will be increasing to the levels that I have shown you, electricity will become relatively cheaper compared with oil and gas over the forecast period than it is at the present time.

• 1600

Our economic growth assumptions: If we focus on the Canada portion of the picture, we have two growth projections, one for the low oil price case and one for the high oil price case. It is approximately 3% per year with low-oil prices and about 2.7% per year with high oil prices. The three-tenths of a percent difference is attributed to the effect that high oil prices have on other economic activity.

Based on those assumptions and a myriad of others that are built into our evaluation process, the result is a projection of total end-use energy demand. On our low oil price case the rate of energy demand growth is about 1.8% per year. You will notice it is lower than the rate of economic growth because there are improvements in the efficiency of energy utilization projected over time. In the high oil price case the rate of growth is slightly lower—about 1.4% per year, reflecting the price effect on demand for energy.

If you break down that demand for total energy by fuel you can see, at the last bar for 2005, relative to the first one for 1984, that the shares of electricity and natural gas in total energy use increase quite considerably while the share of oil decreases. If you translate those share changes into growth rates for the particular fuel types, the growth rate of electricity, in the low-price case for example is 2.6% a year, for gas it is 2.5% a year, whereas for oil products it is only 1% per year. The growth rates are fairly similar in the high-price case. Mr. Karas will discuss the supply implications for electricity unless, Madame Chairman, there are any questions on this portion of the presentation.

The Chairman: Are there any questions?

Mr. Alex Karas (Director, Electric Power Branch, National Energy Board): Thank you, Mark, and thank you, Madam Chairman. I would like to concentrate on Canada's electricity supply options, then look at the role of nuclear power, and finally I will talk about the potential for electricity export trade.

[Translation]

fondé sur une réglementation tarifaire qui tient compte du coût du service dans toutes les provinces et qu'on ne s'attend pas à ce que le coût du service augmente à un rythme plus rapide que le taux d'inflation au cours de la même période. Autrement dit, dans la mesure où les prix du gaz et du pétrole augmentent suivant les courbes que je viens de décrire, l'électricité deviendra au cours de la période analysée, et par rapport au pétrole et au gaz, relativement meilleur marché qu'actuellement.

Voici nos hypothèses concernant la croissance économique: si vous voulez vous reporter à la section qui traite du Canada sur cette diapositive, vous y verrez deux prévisions de croissance, une pour un prix bas du pétrole et l'autre, pour un prix élevé. Cette croissance sera de quelque 3 p. 100 par année dans le cas d'un prix bas et de 2,7 p. 100 dans le cas d'un prix élevé. La différence de trois-dixième de un pour cent est due aux conséquences d'un prix élevé du pétrole sur les autres activités économiques.

De ces hypothèses et de toute une gamme d'autres paramètres que nous incluons dans notre évaluation, nous tirons une prévision concernant la demande énergétique totale d'usage final. Dans le cas du bas prix du pétrole, le taux de croissance de la demande énergétique est environ 1,8 p. 100 par année. Vous constaterez que c'est inférieur au taux de croissance économique, car on pourra compter sur des améliorations d'efficacité de l'énergie utilisée. Dans le cas du prix élevé, le taux de croissance est un peu inférieur, c'est-à-dire 1,4 p. 100 par année, ce qui tient compte du facteur prix sur la demande énergétique.

Si l'on fait une ventilation de cette demande totale énergétique suivant les combustibles, si on compare la dernière colonne pour 2005 à celle de 1984, on constate que la part qui revient à l'électricité et au gaz naturel augmente considérablement, alors que celle du pétrole diminue. Si l'on traduit ces parts relatives en taux de croissance pour chaque type de combustible, on constate que le taux de croissance pour l'électricité dans l'hypothèse d'un prix bas pour le pétrole est de 2,6 p. 100 par année, et pour le gaz il est de 2,5 p. 100 par année, tandis que les produits pétroliers n'augmentent qu'au rythme de 1 p. 100 par année. Les taux de croissance sont assez semblables dans le cas d'un prix élevé pour le pétrole. M. Karas vous dira maintenant quelles sont les répercussions de ces hypothèses sur l'approvisionnement en électricité, à moins, madame la présidente, que les membres du Comité ne veuillent poser des questions tout de suite.

La présidente: Y a-t-il des questions?

M. Alex Karas (directeur, Direction de l'énergie électrique, Office national de l'énergie): Merci, Mark. Merci, madame la présidente. Mon propos portera essentiellement sur les possibilités d'approvisionnement en électricité au Canada, après quoi je parlerai de l'énergie nucléaire et en terminant des possibilités d'exportation d'électricité.

[Texte]

On the first slide we have the total installed capacity in Canada for 1986 and what we presume or what we forecast it to be in 1990 and the year 2005. We also have in that slide two scenarios, the high oil price scenario and the low oil price scenario, as well as the fuel mix.

Two things are important in that particular slide. One is that the present installed capacity is around 90,000 megawatts and it would not change significantly until 1990. It will only go up to about 10,000 megawatts by 1990. However, there is a significant change from 1990 to the year 2005—a change of another 40,000 megawatts. We can then say that between now and the year 2000, we will be adding into the Canadian system something of the order of 50,000 megawatts of new generation. If we look at it in another way, that is comparable to 80% of the combined present capacity of both Ontario Hydro and Hydro-Québec.

The Chairman: Is that due to domestic demand?

Mr. Karas: That is due to domestic demand and there is a potential there of an export growth. Of the 50,000 megawatts, something like 25,000 megawatts would be new hydro, 10,000 would be new nuclear, and 12,000 new coal. The rest would be oil and gas.

• 1605

We also estimated in this particular forecast to have about 3,000 to 4,000 megawatts of an export component. New Brunswick would be selling 500 megawatts into the export market; Hydro-Québec around 1,500 to 1,700 megawatts of hydro; Manitoba Hydro would be selling another 1,000 megawatts into the Midwest market; and B.C. would be exporting the Site-C project of about 800 megawatts—giving a combined export component of about 4,000 megawatts, or about 8% of the additional incremental generation.

The next slide is breaking the same numbers, but on a provincial basis. This particular slide looks at the provinces that are more hydro-based. You can see that Newfoundland, Quebec, Manitoba, and B.C. will generate exclusively hydro generation and their new additions will also be hydro. In the case of Quebec we estimate that the installed new additions will be about 15,000 megawatts alone. We have also added Ontario there, for two reasons. One is to show that it and Quebec are about the same size in magnitude; however, the generation mix is quite different. In Ontario we have a mix of hydro, a mix of nuclear, and a strong coal mix. In Ontario Hydro's case we estimate that the nuclear generation additions would be about 10,000 megawatts.

The next slide deals with the other provinces in Canada who do not have significant hydro but who have large

[Traduction]

Dans cette première diapositive, nous avons reproduit la capacité totale installée au Canada en 1986 et nous avons fait des extrapolations pour les années 1990 et 2005. Sur cette diapositive il y a deux scénarios également, un prix élevé pour le pétrole et un bas prix pour le pétrole, de même que la répartition relative des combustibles.

Il y a deux choses importantes sur cette diapositive. La capacité installée actuelle représente 90,000 mégawatts, et cela ne bougera pas tellement d'ici à 1990. Il pourrait y avoir une augmentation d'environ 10,000 mégawatts. Toutefois, à partir de 1990 et jusqu'en 2005, on prévoit une augmentation de 40,000 mégawatts. Cela signifie qu'entre cette année et l'an 2000, nous ajouterons au réseau canadien quelque 50,000 nouveaux mégawatts. Vu sous un autre angle, cela représente 80 p. 100 de la capacité actuelle de l'Hydro-Ontario et de l'Hydro-Québec mis ensemble.

La présidente: Est-ce que cela est commandé par la demande nationale?

M. Karas: Oui, et on s'attend à une augmentation des exportations. 25,000 mégawatts de cette nouvelle production de 50,000 mégawatts proviendront de la source hydraulique, 10,000 de la source nucléaire et 12,000 du charbon. Le reste sera produit grâce au pétrole et au gaz.

Dans ce cas particulier, nous avons pris pour hypothèse qu'on exporterait de 3,000 à 4,000 mégawatts. Le Nouveau-Brunswick vendrait 500 mégawatts sur le marché d'exportation, l'Hydro-Québec, quelque 1,500 à 1,700 mégawatts, l'Hydro-Manitoba, encore 1,000 mégawatts sur le marché du Midwest, alors que la Colombie-Britannique exporterait 800 mégawatts du Site-C, ce qui fait au total environ 4,000 mégawatts, c'est-à-dire 8 p. 100 de la nouvelle production.

Sur la diapositive qui vient, vous constaterez que nous avons ventilé les mêmes chiffres par province. Nous avons choisi les principales provinces productrices d'électricité ici. Vous avez Terre-Neuve, le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique, dont la production d'électricité est de source exclusivement hydraulique; il en va de même pour leur nouvelle production. Dans le cas du Québec, nous pensons que les nouvelles installations représenteront environ 15,000 mégawatts à elles seules. L'Ontario figure aussi dans cette diapositive, pour deux raisons. Nous voulons d'abord montrer que la production ontarienne et la québécoise sont à peu près les mêmes, mais elles sont de sources différentes toutefois. En Ontario, il y a la source hydraulique, le nucléaire et beaucoup de charbon. Dans le cas de l'Hydro-Ontario, nous avons évalué la nouvelle production de source nucléaire à quelque 10,000 mégawatts.

La diapositive suivante donne le tableau des autres provinces canadiennes, qui n'ont pas beaucoup

[Text]

fossil fuel resources. These are Nova Scotia, New Brunswick, which has oil as well, Saskatchewan and Alberta, and we estimate that their mix of generation and their generation additions would be more coal-fired and oil.

The next slide I have looks at the nuclear equation, and it is quite obvious that nuclear developments will reside mainly in the three provinces of Quebec, which has Gentilly II; New Brunswick, which has Lepreau I; and Ontario. This slide shows our estimate of nuclear capacity additions required in the years 1985 to 2005. In the end of 1985 we had about 8,600 megawatts. With the completion of the Bruce plant, in this year it will go up to about 11,000 megawatts. Darlington I, which is the first of the four 880-megawatt units, will be coming in late in 1989, and will be completed in the early 1990s. You can see that step function, which will bring Ontario Hydro's nuclear capacity alone to about 14,000 megawatts by the end of 1992.

We estimate that Ontario Hydro will not need much generation in the period 1992 to about the mid 1990s or the late 1990s; but then, beyond that, Ontario Hydro's loads will increase and new generation must be added. We estimate that it could be another Darlington, the completion of Darlington as an eight-unit plant, or it could be other generation. Other generation could mean purchases from Hydro-Québec, purchases from Manitoba Hydro, and deferment of Darlington.

This particular graph of this particular scenario shows that by the year 2005 Ontario Hydro could have added 17,000 megawatts of nuclear onto their system.

I would like now to turn to the export equation. The export equation requires essentially three ingredients: a willing seller with capacity, a buyer willing to buy the power, and the transmission that links them both.

• 1610

The next slide shows this linkage of the transmission capacity in Canada and that in the United States. These are the international power line transfer capabilities. You can see that B.C. Hydro has a 2,000 megawatt tie. There is no tie with Alberta today. Saskatchewan has a very, very small tie. Manitoba Hydro has a significant tie of about 1,300 megawatts. But the two great, large ties are with Ontario and Quebec, which feed into both the New York and New England markets.

The next slide shows the historical pattern of both the value or revenues of exports and the actual quantities. Two things are important over here. Until the oil crisis of the early 1970s, there was a balance of electricity exports

[Translation]

d'hydro-électricité, mais qui ont des ressources de combustibles fossiles importantes. Il y a la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, qui possède du pétrole également, la Saskatchewan et l'Alberta, et nous prévoyons que la répartition de leur source de production de même que leurs nouvelles productions seront davantage axées sur le charbon et le pétrole.

Dans cette diapositive-ci, nous analysons l'équation nucléaire, et il est assez manifeste que les nouveaux développements de ce côté auront lieu dans trois provinces essentiellement: au Québec, avec Gentilly II, au Nouveau-Brunswick, avec Lepreau I et en Ontario. Cette diapositive indique quelles seront les nouvelles capacités nucléaires nécessaires entre les années 1985 et 2005. À la fin de 1985, cela représentait 8,600 mégawatts. Avec le parachèvement de l'usine Bruce, cela grimpera cette année à 11,000 mégawatts. On pourra exploiter Darlington I, la première de quatre unités de 880 mégawatts, à la fin de 1989, et cette usine sera parachevée au début de 1990. On peut constater que cette nouvelle production donnera à l'Hydro-Ontario une capacité nucléaire représentant quelque 14,000 mégawatts à la fin de 1992.

Nous prévoyons que l'Hydro-Ontario n'aura pas besoin de cette nouvelle production entre 1992 et le milieu ou la fin des années quatre-vingt-dix. Après cela, les besoins de l'Hydro-Ontario vont augmenter, et il faudra une nouvelle production. Il s'agira essentiellement d'une autre usine Darlington, le parachèvement de Darlington, qui deviendrait une usine à huit unités, ou ce pourrait être un autre projet. On pourrait avoir recours à des achats auprès de l'Hydro-Québec, de l'Hydro-Manitoba, ce qui permettrait de reporter le parachèvement de Darlington.

Cette courbe, dont le scénario supposé, indique qu'en 2005, l'Hydro-Ontario pourrait avoir ajouté 17,000 mégawatts d'électricité de source nucléaire à son réseau.

Je voudrais passer maintenant aux exportations. Les exportations exigent essentiellement trois éléments: un vendeur disposé, un acheteur disposé et des lignes de transmission pour relier les deux.

Cette diapositive montre la capacité de transmission canadienne et celle qui existe aux États-Unis. Il s'agit des capacités de transmission internationale. La B.C. Hydro, comme vous pouvez le constater, a une ligne de 2,000 mégawatts, mais n'a pas d'interconnexion avec l'Alberta actuellement. La Saskatchewan a une très petite ligne. L'Hydro-Manitoba a une ligne assez importante de quelque 1,300 mégawatts. Mais les deux plus grandes lignes de transmission sont celles qui relient l'Ontario et le Québec aux marchés de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Cette diapositive montre l'évolution historique de la valeur ou des recettes à l'exportation par rapport aux quantités. Il y a deux choses importantes ici. Jusqu'à la crise pétrolière du début des années soixante-dix, il y avait

[Texte]

and imports into the United States. It was only when there was this crisis, the oil crisis of the early 1970s, and also into the 1980s, that there was an opportunity for large export sales, because the Americans use oil-fired generation to produce electricity, whereas, as I have shown in my previous slides, the Canadian electricity mix is hydro, coal, and nuclear. The cost of generating hydro, nuclear, and coal was much cheaper than the cost of oil-fired generation. Therefore there was a great opportunity to make what we call these large, economy energy system sales. As you can see by this graph, the sales increased from a low value, of the order of millions, to approximately \$1.4 billion by the year 1985.

The Chairman: What happened between 1985 and 1986?

Mr. Karas: The drop between 1985 and 1986 shows you how critical the price of oil is. We then had a drop in the price of oil, and therefore Canada's energy situation became less favourable. You can see total export sales decreased, as well as the total potential volumes.

Another thing I might point out is that in 1986, I think, B.C. Hydro made very little in the way of sales. B.C. Hydro sales were limited because of, as the chairman was saying, BPA's transmission access policy. That also had an effect on total volumes.

The Chairman: Was the U.S. not changing its feedstock and moving perhaps off oil and into natural gas and coal?

Mr. Karas: It is very, very difficult to convert an oil-fired plant back into a coal-fired plant. Plant conversions are a very, very expensive proposition. There are environmental regulations and so forth, and also very, very high capital costs. The Americans, in this particular period... a lot of utilities were financially quite strapped. So the whole thing of changing the so-called "mix" is a very long-term thing. You cannot change it quickly. It takes time. It takes dollars. It takes planning.

The next slide gives you an idea that the export markets are really regional. This particular slide gives you a ballpark indication that British Columbia really sells to the west coast. Its export sales amount to about 11% of the total exports. Manitoba competes in the Dakotas and in the Minnesota area. Its exports were about 18%. Ontario's market is Michigan and New York; Quebec's is New York and New England; New Brunswick's is New England.

Two things are interesting over here. The price for electricity then will be based more or less on the market price of electricity in these various markets. Therefore

[Traduction]

un équilibre entre les exportations et les importations d'électricité aux États-Unis. C'est seulement quand la crise pétrolière du début des années soixante-dix est survenue, avec son prolongement dans les années quatre-vingt, que s'est présentée la possibilité de ventes importantes à l'exportation, car les Américains avaient des centrales électriques alimentées au pétrole, tandis que, comme je l'ai montré tout à l'heure, l'électricité canadienne est de sources diverses, l'hydraulique, le nucléaire et le charbon. La production d'électricité à partir de ces trois sources revenait moins cher qu'à partir du pétrole. Par conséquent, il devenait possible de réaliser d'énormes ventes d'électricité de source économique. Cette courbe indique que les ventes sont passées d'une valeur minime, quelques millions de dollars, à 1,4 milliard de dollars en 1985.

La présidente: Que s'est-il passé entre 1985 et 1986?

M. Karas: Cette chute de la courbe montre à quel point le prix du pétrole est critique. Quand le prix du pétrole s'est effondré, la situation énergétique du Canada est devenue moins intéressante. On constate que le total des ventes à l'exportation a chuté de même que le volume potentiel total.

D'autre part, en 1986, la B.C. Hydro n'a presque pas vendu, car elle a été limitée, comme le président l'a dit, par la politique d'accès à la transmission de Bonneville. Cela a eu des répercussions sur la totalité des volumes.

La présidente: Est-ce que les États-Unis n'essayaient pas de changer leur source et de remplacer le pétrole par du gaz naturel ou du charbon?

M. Karas: Il est très difficile de convertir une centrale alimentée au pétrole en une centrale alimentée au charbon. La conversion des centrales coûte très cher. Il y a des règlements de protection de l'environnement, et cela implique des coûts d'immobilisation très élevés. Les Américains, à ce moment-là... beaucoup de services publics étaient dans une très mauvaise situation financière. Toute cette question de la diversification des sources d'énergie prend du temps. On ne peut rien faire du jour au lendemain. Il faut du temps et de l'argent, et il faut planifier.

Cette diapositive prouve bien que les marchés d'exportation sont régionaux. Cela vous donne une idée de ce que la Colombie-Britannique vend réellement sur la côte ouest. Ses ventes à l'exportation représentent environ 11 p. 100 des exportations totales. Le Manitoba est un concurrent de taille dans les deux États du Dakota et au Minnesota. Ces exportations représentaient 18 p. 100. Le marché de l'Ontario se trouve au Michigan et dans l'État de New York. Celui du Québec, dans l'État de New York et en Nouvelle-Angleterre. Celui du Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Angleterre.

Il y a deux choses intéressantes ici. Le prix de l'électricité sera alors fondé plus ou moins sur le prix du marché dans ces divers marchés. Par conséquent, on ne

[Text]

there is not one electricity price. It varies over time. It varies according to region.

• 1615

The next graph is a similar type of thing, but looking at the American side of the equation. What we wanted to show here was the American regions, the size of their markets, the Canadian penetration in that market. And the more interesting curve, or the more interesting statistic, is the percentage of the U.S. market Canadian exports have captured.

Two things stand out over here. On a total U.S. basis, Canadian exports only amount to about 1.7% of the total American market. However, on a regional basis, you can see that Canadian exports are equivalent to about 13% or 14% of the energy demand in New York and presently about 8% of that in New England, and we estimate that the New England figure will also come up to about the 15% category. So we can then say that on a regional basis Canadian exports have a significant impact into the northeastern seaboard area.

One could ask, in terms of the total Canadian exports sales of 41 terawatt hours, what that means. You can say that on an equivalent, 1,000 megawatts, or two 500-megawatt units, will produce something of the order of 7 terawatt hours. So the Canadian sales are equivalent to about 5,000 megawatts of energy on an annual basis, or ten 500-megawatt units. That will give you an order of magnitude of what these numbers really mean. In terms of another order of magnitude, the 41 terawatt hours are equivalent to about 10% of the total Canadian generation.

The last graph is our forecast of electricity exports by fuel type. We think the exports will grow until the period 1995 and then will tend to level off. You can see that the main driving force of these exports will remain hydro and coal; however, there will be a nuclear component. And you can see that by 1995 we think that about 9% of exports will be nuclear generated and that this will drop to about 4% by the year 2005. There is an obvious reason for that, and this is because Ontario Hydro will have completed the first phase of the Darlington units and will have surplus capacity and there will be an opportunity for surplus capacity and energy sales into the American market. However, we feel that the export profile will not continue to increase but that there will be some type of a levelling off.

That, Madam Chairman, completes my picture of the electricity situation. If there are any questions I will be glad to answer them.

[Translation]

peut pas dire qu'il y ait un prix pour l'électricité, car il varie avec le temps et suivant les régions.

Le graphique suivant ressemble au précédent, mais vu du côté des États-Unis. Nous avons voulu montrer dans ce cas les différentes régions des États-Unis, la taille de leur marché, la pénétration canadienne sur ces marchés. Sur ce point, la courbe la plus intéressante, la statistique qui nous importe le plus, est celle du pourcentage obtenu par les exportations canadiennes sur les marchés des États-Unis.

Il y a ici deux points intéressants à relever. Tout d'abord, au niveau global, les exportations canadiennes ne représentent que quelque 1,7 p. 100 de l'ensemble du marché des États-Unis. Par contre, sur un plan régional, on constate que les exportations canadiennes équivalent à environ 13 ou 14 p. 100 de la demande d'énergie à New York et à quelque chose comme 8 p. 100 à l'heure actuelle en Nouvelle-Angleterre, chiffre qui, selon nos prévisions, devrait monter là aussi aux environs de 15 p. 100 à l'avenir. Nous pouvons donc dire que sur un plan régional, les exportations canadiennes revêtent une importance significative pour les États du nord-est en bordure de l'océan.

On peut se demander ce que signifie des ventes totales à l'exportation de 41 terawatts heures pour le Canada. Pour vous donner un équivalent, on peut dire que 1,000 mégawatts, soit deux unités de 500 mégawatts, produiront quelque chose qui est de l'ordre de 7 terawatts heures. Donc, les ventes canadiennes équivalent à environ 5,000 mégawatts d'énergie sur une base annuelle, soit à 10 unités de 500 mégawatts. Cela vous donnera une idée de ce que ces chiffres signifient réellement. Pour vous donner un autre ordre de grandeur, ces 41 terawatts heures équivalent à environ 10 p. 100 de la production totale d'électricité du Canada.

Le dernier graphique correspond à nos prévisions d'exportation d'électricité par type de combustible. Nous considérons que les exportations vont augmenter jusque vers la période de 1995 pour ensuite se stabiliser. Vous pouvez constater que les principaux moteurs de ces exportations resteront l'hydro-électricité et le charbon, mais le nucléaire ne sera pas absent. Vous pouvez voir aussi que nous prévoyons qu'en 1995 quelque 9 p. 100 des exportations proviendront du nucléaire et que ce pourcentage tombera à environ 4 p. 100 en 2005. Il y a une raison évidente à cela, c'est qu'Hydro-Ontario aura achevé la première phase de la construction des centrales de Darlington, qu'il y aura un surplus de capacité et que l'on pourra vendre la production excédentaire sur le marché des États-Unis. Nous considérons néanmoins que la courbe des exportations ne continuera pas à progresser et qu'il y aura une espèce de palier.

J'en ai fini, madame la présidente, avec mon exposé de la situation concernant l'électricité. Si vous avez des questions à poser, je me ferai un plaisir d'y répondre.

[Texte]

The Chairman: Thank you very much. It is very interesting looking at your forecasts.

We have with us Mr. Bill Rompkey, our colleague from Grand Falls—White Bay. . . What is it, Bill?

Mr. Rompkey: Newfoundland.

The Chairman: Labrador—Newfoundland. I guess I would have to say that all that electricity coming out of Churchill Falls goes right over to Quebec and they are exporting some of your good power, sir.

Mr. Rompkey: I am glad you mentioned it.

The Chairman: Mr. Rompkey, would you like to be the first questioner?

Mr. Rompkey: Yes, I would.

In the opening statement, on page 5, you say that:

this is "hard" evidence, played out in the marketplace, that they do not need the electricity on the terms and at the price proposed.

That was with regard to the initial Hydro-Québec application to sell. But is it not fair to say that it is not a question of not needing at the price proposed? Is it not a question of not being able to take at any price?

The fact is that Newfoundland needs the electricity but it is impossible for Newfoundland to receive that electricity because there is no interconnection. So my first question is about that particular paragraph on page 5 of the opening statement:

The Board's practice is to ask that exporting utilities first offer the energy proposed for export to neighbouring interconnected Canadian utilities.

Are you assuming that Newfoundland is an interconnected Canadian utility or not?

• 1620

Mr. Karas: We have assumed that Labrador is a connected—

Mr. Rompkey: Labrador is connected, but Newfoundland is not connected.

Mr. Karas: Yes, and in this particular case the criteria are either directly connected utilities or economically accessible Canadian utilities, and until Newfoundland and Labrador are connected by some type of cable—an 800-megawatt cable, or whatever the facility interconnection is—we have made the assumption that the island is not interconnected with Hydro-Québec.

Mr. Rompkey: What is the situation, according to the review? There cannot be any consideration of the need of

[Traduction]

La présidente: Merci beaucoup. Vos prévisions sont très intéressantes.

Nous avons parmi nous Bill Rompkey, notre collègue de Grand Falls—White Bay. C'est quoi, Bill?

M. Rompkey: Terre-Neuve.

La présidente: Labrador—Terre-Neuve. Dois-je préciser que toute cette électricité qui nous vient de Churchill Falls traverse directement le Québec et que cette dernière province exporte une bonne partie de votre énergie, cher collègue?

M. Rompkey: Je suis heureux que vous en fassiez la remarque.

La présidente: Monsieur Rompkey, voulez-vous être le premier à poser des questions?

M. Rompkey: Oui, je vous en remercie.

Dans votre déclaration liminaire, à la page 5, vous avez déclaré:

qu'il était amplement prouvé, compte tenu du jeu des forces du marché, qu'ils n'avaient pas besoin d'électricité aux conditions et au prix proposés.

Il s'agissait de la demande de vente initiale faite par Hydro-Québec. Mais ne serait-il pas plus juste de dire qu'il n'est pas question de savoir si on en a besoin au prix proposé, mais de savoir si l'on peut la prendre à n'importe quel prix?

Dans la pratique, Terre-Neuve a besoin d'électricité, mais ne peut la recevoir parce qu'il n'y a pas de branchement. Ma première question porte donc sur le paragraphe précis qui figure à la page 5 de la déclaration liminaire:

La politique de l'Office est d'exiger que les sociétés d'utilités publiques qui exportent de l'énergie proposent d'abord cette énergie avant de l'exporter aux services d'utilités publiques voisins qui sont raccordés à leur réseau.

Partez-vous ou non du principe que Terre-Neuve est un service d'utilité canadien raccordé au réseau?

M. Karas: Nous sommes partis du principe que le Labrador est raccordé. . .

Mr. Rompkey: Le Labrador est raccordé, mais Terre-Neuve ne l'est pas.

M. Karas: Oui, et dans le cas qui nous occupe, le critère veut soit qu'il s'agisse de services d'utilités publiques directement raccordés, soit de services d'utilités publiques canadiens pour lesquels l'accès est rentable, et tant que Terre-Neuve et le Labrador ne seront pas raccordés par un câble quelconque, que ce soit un câble de 800 mégawatts ou tout autre type de raccordement, nous devons partir du principe que l'Île n'est pas raccordée à Hydro-Québec.

M. Rompkey: Quelle est la situation qui résulte de l'examen? On ne peut pas prendre en compte les besoins

[Text]

Newfoundland, because it is not interconnected. Is that right?

Mr. Karas: I would say, from a practical point of view, I think you are right.

Mr. Rompkey: According to your terms of reference now and the guidelines for decision-making, as they are written, you cannot consider the needs of Newfoundland, because by definition Newfoundland is not connected to its own power.

Mr. Karas: I would like to qualify that. In the first Hydro-Québec NEEPOOL application, the board panel did consider the needs of Newfoundland. As a matter of fact, it did assume that Newfoundland may have a cable in the 1990s, and if that cable or that interconnection was in place there would still be energy surplus available to meet Newfoundland's needs in the 1990s. So it cannot be stated that the board did not consider Newfoundland's needs.

What the board did consider was in the period from today to the period where the cable is not there Newfoundland's needs could not be considered, but it did take into account the possibility that Newfoundland would have a cable. It looked at the total surplus situation and said that even if in that period Newfoundland needed the power, there was surplus available to serve both Newfoundland and the export market.

Mr. Rompkey: In future.

Mr. Karas: In future.

Mr. Rompkey: According to your projections, the figures you have given us.

Mr. Karas: Absolutely.

Mr. Rompkey: But of course that is down the road a bit, is it not? And your figures are based on certain assumptions. On page 6 you say "Hydro-Québec has now made offers and has reapplied to the Board for the required licence". That hearing is set for December 1. Am I to read from your comments that you will decide that if Newfoundland gets a connection some time down the road there will be surplus power available to fill its needs? Is that a reasonable assumption to make? And if that is a reasonable assumption to make, is it reasonable to assume what the outcome of the hearing will be on December 1?

Mr. Priddle: In response to Mr. Rompkey's question, we cannot of course make any assumption about the outcome of the hearing. I am sure you are aware, Mr. Rompkey, that Newfoundland-Labrador Hydro has been an active party in pretty well all of the Hydro-Québec electricity export applications and has received an offer

[Translation]

de Terre-Neuve parce qu'elle n'est pas raccordée. Est-ce bien cela?

M. Karas: Dans la pratique, je dois dire que vous avez raison.

M. Rompkey: Votre mandat actuel et les lignes de conduite que vous devez adopter pour prendre vos décisions, tels qu'ils sont rédigés à l'heure actuelle, vous empêchent de tenir compte des besoins de Terre-Neuve parce que par définition Terre-Neuve n'est pas raccordé à un service quelconque d'utilités publiques, pas même au sien.

M. Karas: Je ferai cependant une réserve. Lors de la première demande d'Hydro-Québec pour le NEEPOOL, le comité d'examen de l'office a tenu compte des besoins de Terre-Neuve. Il est d'ailleurs parti du principe que Terre-Neuve pourrait bien être raccordé par câble au cours des années 1990 et que, même si ce câble ou si ce raccordement est en place à ce moment-là, il restera encore un surplus d'énergie pour répondre aux besoins de Terre-Neuve au cours des années 1990. Il est donc faux de dire que l'office n'a pas pris en compte les besoins de Terre-Neuve.

Ce qu'a dit l'office, c'est qu'on ne peut pas tenir compte des besoins de Terre-Neuve tant que le câble n'est pas en place, mais on a tenu compte de la possibilité pour Terre-Neuve d'avoir un câble. L'office s'est penché sur l'ensemble de la situation du point de vue des excédents et a jugé que, même au cas où Terre-Neuve posséderait un câble et aurait besoin d'énergie, il restait des surplus disponibles pour alimenter à la fois Terre-Neuve et le marché d'exportation.

M. Rompkey: A l'avenir.

M. Karas: A l'avenir.

M. Rompkey: Selon vos prévisions, selon les chiffres que vous nous avez donnés.

M. Karas: Tout à fait.

M. Rompkey: Mais bien entendu tout cela est encore loin, n'est-ce pas? En outre vos chiffres s'appuient sur certaines hypothèses. A la page 6, vous nous avez déclaré qu'Hydro-Québec a maintenant présenté des offres et redemandé le permis nécessaire à l'office. L'audience est fixée au premier décembre. Dois-je donc comprendre, en entendant vos commentaires, que vous vous apprêtez à décider que si Terre-Neuve est raccordé à un moment ou à un autre à l'avenir, il y aura une capacité excédentaire pour répondre à ses besoins d'électricité? Est-ce là une hypothèse raisonnable? Et si c'est une hypothèse raisonnable, n'est-il pas raisonnable d'envisager à l'avance quel sera le résultat de l'audience du premier décembre?

M. Priddle: Pour répondre à la question de M. Rompkey, nous ne pouvons pas, bien entendu, préjuger du résultat de cette audience. Vous n'ignorez certainement pas, monsieur Rompkey, que la société d'hydro-électricité de Terre-Neuve et du Labrador a joué un rôle assez actif dans toutes les demandes d'exportation

[Texte]

from Hydro-Québec prior to the reapplication proceedings starting.

It would not be really appropriate for any of us from the board to speculate on what might be the outcome of that proceeding on this reapplication, nor to assume that because the board did it a certain way, made a certain provision for the island of Newfoundland's requirements in the 1990s, that it would do so again.

• 1625

Mr. Rompkey: In your projections on hydro—for example, installed capacity—25,000 megawatts is going to be new hydro. In that particular chart, and in the following one, “Provincial Generating Capacity by Fuel Type”, are you assuming the development of the lower Churchill; and if so, with which province have you included it?

Well, let me just not ask about the lower Churchill. There are roughly 10,000 megawatts in Labrador. I am not sure whether that includes the rivers that have their headwaters in Quebec... in other words, they begin in my riding and run into Mr. Mulroney's—but there is a total of at least 10,000 megawatts, and probably more if you include the whole of the Ungava Peninsula, or at least the eastern and southern portions of it. So in your 25,000 megawatts of new hydro, where are you including the potential in Labrador?

Mr. Karas: I will have to go back and verify the statistics. We have assumed in this particular scenario—and this is just one of many probable or plausible scenarios—that the island of Newfoundland would be connected to Labrador by about the mid-1990s; in other words, that around 1995 or 1996 there would in fact be an interconnection, and that once that interconnection is in, both Gull Island and Muskrat Falls, which is in Labrador, would be built, principally to supply the island of Newfoundland, but also that if there were some temporary excess surpluses then those surpluses would find their way either to Quebec or into the export market. This was a plausible scenario we tested with Newfoundland-Labrador Hydro, and they said that it is a reasonable, plausible scenario, and it is this that we included in our forecast. So Muskrat Falls and Gull Island were the only two what we call “Labrador generation” additions that we included in our scenario.

Mr. Rompkey: And you have included those in the provincial allocation, because in your chart on provincial-generated capacity by fuel type you show a massive increase in Quebec by 2005, but you show a minimal, possibly even minuscule, increase in Newfoundland by 2005.

[Traduction]

d'électricité d'Hydro-Québec et qu'elle a reçu une offre d'Hydro-Québec avant que ne soit entamée la procédure concernant la nouvelle demande.

Il serait tout à fait déplacé que quiconque au sein de l'office fasse des spéculations au sujet de la décision qui sera prise concernant cette nouvelle demande ou de partir du principe que parce que l'office a pris dans un premier temps certaines dispositions concernant les besoins de l'île de Terre-Neuve au cours des années 1990, il agira de même cette fois-ci.

M. Rompkey: Dans vos prévisions concernant l'hydro-électricité, en ce qui a trait par exemple à la capacité d'installer, 25,000 mégawatts proviendront de nouvelles centrales. Dans ce tableau précis et dans le suivant qui s'intitule «Capacité de production par province, suivant les types de combustible» prévoyez-vous l'aménagement du bas du fleuve Churchill et, dans l'affirmative, dans quelle province l'avez-vous fait figurer?

Ne parlons pas seulement du bas du fleuve Churchill. Il y a environ 10,000 mégawatts au Labrador. Je ne sais pas si cela inclut ou non les rivières qui prennent naissance au Québec et qui, en d'autres termes, partent de mon comté et se jettent dans celui de M. Mulroney. Quoi qu'il en soit, il y a au total au moins 10,000 mégawatts, et probablement plus si l'on inclut l'ensemble de la péninsule de l'Ungava, ou du moins les secteurs est et sud. Donc, dans vos 25,000 mégawatts de nouvelles centrales hydro-électriques, est-ce que vous comptez le potentiel offert par le Labrador?

M. Karas: Il faudrait que j'aie voir les statistiques. Nous sommes, dans ce scénario particulier et ce n'est que l'un des nombreux scénarios probables ou possibles partis du principe que l'île de Terre-Neuve sera raccordée au Labrador vers le milieu des années 1990; en d'autres termes, que vers 1995 ou 1996 il y aura un raccordement de fait et qu'une fois ce raccordement effectué les centrales de Gull Island et de Muskrat Falls, soit au Labrador seront construites, principalement pour alimenter l'île de Terre-Neuve, mais que s'il y a par ailleurs des capacités excédentaires temporaires, les surplus iront soit au Québec, soit sur le marché de l'exportation. C'est là un scénario plausible, dont nous avons envisagé la possibilité avec la société hydro-électrique de Terre-Neuve et du Labrador, qui l'a trouvé raisonnable et plausible, voilà pourquoi nous l'avons fait figurer dans nos prévisions. Muskrat Falls et Gull Island sont donc les deux seuls projets nouveaux de «production d'hydro-électricité au Labrador» que nous avons fait figurer dans notre scénario.

M. Rompkey: Vous les avez faits figurer dans la répartition par province puisque dans votre tableau sur la capacité de production provinciale par type de combustible, vous faites état d'une augmentation considérable pour le Québec jusqu'en 2005, alors que pour cette même date la progression est minime, et peut-être même infime, dans le cas de Terre-Neuve.

[Text]

Mr. Karas: It is just the size of the scale over here. When you look at Newfoundland, for instance, what we have shown in Newfoundland is the full Churchill Falls output, and the total generation, including Churchill Falls and so forth, is about 7,000 megawatts. About 5,000 megawatts of that output is dedicated to Hydro-Québec. This increase between 1986 and 2005 is about 2,000 to 3,000 megawatts of generation, and that is what is shown here. It is just that when you look at this scale, the scales are in 5,000-megawatt increments. Although it is large in Quebec, when you come into the smaller provinces it is just a scale problem. If you can see that change from 1986 to the 2005, it does represent about 2,500 to 3,000 megawatts.

Mr. Parry: I would like to look at the present pricing tests the National Energy Board applies in looking at licences and get your impression of the likely effect of the trade deal on these tests. In fact, you quoted in your own presentation the commitment that in the preliminary transcript states that Canada has agreed to eliminate the discriminatory price test on electricity exports. I wonder if you have had any official communication from the PCO or from the office of the Minister for International Trade on measures to implement that commitment in the free trade agreement.

• 1630

Mr. Priddle: Mr. Parry, I find it very difficult to respond to that question. We have based ourselves in the statement, as I said, on the preliminary transcript of the Canada-U.S. Free Trade Agreement, which on page 17 states more or less what we have transcribed, that in existing measures Canada has agreed, among other things, to eliminate the discriminatory price test on electricity exports. That, I understand, referred to the third price test, the test that the export price should not be materially less than the importing country's least-cost alternative at the same location. I am not really in a position to respond to what may be the future of the unmentioned price tests, the first two price tests the board has applied.

The Chairman: Under the order of the day, we are really doing nuclear power, and it is difficult to work free trade into that, Mr. Parry.

Mr. Parry: Having allowed Mr. Rompkey to talk for 10 minutes on interconnections between Newfoundland and Labrador—

Mr. Rompkey: Just on a point of order, are we not allowed to ask questions on electricity?

[Translation]

M. Karas: C'est tout simplement un problème d'échelle. Dans le cas de Terre-Neuve, par exemple, nous avons fait figurer la totalité de la production des chutes Churchill et la production totale, y compris les chutes Churchill s'élève à environ 7,000 mégawatts. Sur cette production, environ 5,000 mégawatts sont attribués à Hydro-Québec. L'augmentation de production entre 1986 et 2005 est d'environ 2,000 à 3,000 mégawatts, et c'est ce chiffre que nous avons fait figurer. Simplement quand on regarde l'échelle, les augmentations sont de l'ordre de 5,000 mégawatts. Même si c'est important pour le Québec, lorsqu'on se place du point de vue d'une petite province, il y a là un problème d'échelle. Vous voyez donc que le changement entre 1986 et 2005 est de l'ordre de 2,500 à 3,000 mégawatts.

M. Parry: J'aimerais maintenant en venir aux critères qu'applique à l'heure actuelle l'Office national de l'énergie en matière d'établissement des prix lorsqu'il examine les demandes de permis, et j'aimerais avoir votre avis sur ce qu'il va advenir de ces critères dans les accords de ce type. En fait, vous avez cité dans votre exposé l'engagement qui figure dans la première version de l'accord et selon lequel le Canada a accepté de supprimer le critère portant sur l'établissement de prix discriminatoire en matière d'exportation d'électricité. Je me demande si vous vous êtes entretenu officiellement avec le bureau du conseil privé ou avec le bureau du ministre du Commerce international des mesures permettant de traduire cet engagement dans les faits aux termes de l'Accord de libre-échange.

M. Priddle: Monsieur Parry, j'ai beaucoup de difficulté à répondre à cette question. Nous nous sommes fondés, comme je l'ai déclaré, sur la première version de l'Accord de libre-échange passé entre le Canada et les États-Unis, où l'on peut lire en substance, à la page 17, que parmi les mesures acceptées par le Canada figurait, entre autres, la suppression du critère concernant l'établissement de prix discriminatoire en matière d'exportation d'électricité. Si je comprends bien, cette mesure se réfère au troisième critère d'établissement des prix, soit celui qui veut que le prix à l'exportation ne soit pas nettement inférieur à celui qu'offre la solution la moins coûteuse, au même endroit, pour le pays importateur. Je ne suis pas en mesure ici de prendre position concernant ce qu'il va advenir des critères qui n'ont pas été mentionnés en ce qui a trait à l'établissement des prix, soit les deux premiers critères de prix appliqués par l'office.

La présidente: C'est le nucléaire qui est à l'ordre du jour, et je ne vois pas ce que vient faire le libre-échange là-dedans, monsieur Parry.

M. Parry: Après avoir entendu M. Rompkey nous parler pendant dix minutes du raccordement entre Terre-Neuve et le Labrador...

M. Rompkey: J'invoque le Règlement, ne sommes-nous pas autorisés à poser des questions sur l'électricité?

[Texte]

The Chairman: Oh, yes, we are studying electricity. But about the free trade implications, only a memorandum of understanding has been tabled in the House. Therefore I think you are putting Mr. Priddle in an awkward situation, to make a judgment call.

Mr. Rompkey: But he is paid to be in an awkward position.

Mr. Parry: And by the same test, I am paid to put him in one.

Mr. Priddle, when you state that you are not in a position to reply, I am not really sure what you are telling me. I am assuming the National Energy Board would have been notified that this clause in the agreement applied to test number 3, or to tests 1, 2, and 3, or test 2 or 3, but what you are telling me is you believe it applies just to test number 3. Am I right?

Mr. Priddle: Yes, Madam Chairman, Mr. Parry is right in thinking our understanding is that it relates to test number 3 as we have defined it in the opening statement, and the United States negotiators evidently found that was offensive, in the sense that it could result in export prices appreciably higher than the prices that would obtain in Canada.

Mr. Parry: Have you asked the Office of the Trade Negotiator to ascertain, particularly since the final agreement is now under draft, that his counterparts on the United States side do not find tests 1 and 2 to be repugnant? I am just thinking about the board's interest—it would be presumptuous of me to say "duty"—to determine exactly which of the board's responsibilities are or are not going to be affected.

Mr. Priddle: The way I see it is that the Parliament of Canada has given the board some general responsibility for energy exports. It is allowed, as we said in the opening statement, to issue licences. It has to hold public hearings. These deal with large volumes of exports of let us say gas or electricity. It may issue orders for smaller quantities. The board has, with the approval of the Governor in Council, expressed a policy for determining whether electricity export prices are just and reasonable in the public interest, as the statute requires it to do, and those three tests are embodied in regulation.

[Traduction]

La présidente: Bien sûr, la question de l'électricité nous intéresse. Mais au sujet des implications concernant le libre-échange, seul un protocole d'accord a été déposé devant la Chambre. En conséquence, j'estime que vous mettez M. Priddle dans une situation difficile, en lui demandant de porter un jugement de valeur.

M. Rompkey: Mais il est justement payé pour être dans des situations difficiles.

M. Parry: Et par la même occasion, je suis, moi aussi, payé pour le mettre dans une situation difficile.

Monsieur Priddle, lorsque vous me dites que vous n'êtes pas en mesure de me répondre, je ne suis pas certain de bien comprendre. Je suppose que l'Office national de l'énergie a été informé que cette clause de l'accord s'appliquait au critère numéro 3 ou aux critères 1, 2 et 3 ou encore aux critères 2 et 3, mais vous me dites qu'à votre avis elle ne s'applique qu'au critère numéro 3. Est-ce bien cela?

M. Priddle: Oui, madame la présidente, M. Parry a raison de penser qu'à notre avis cette clause s'applique au critère numéro 3 tel que nous l'avons défini dans notre déclaration liminaire et les négociateurs des États-Unis s'en sont évidemment offusqués, puisque cela pourrait se traduire par des prix à l'exportation nettement plus élevés que ceux qu'ils pourraient obtenir au Canada.

M. Parry: Avez-vous demandé au bureau du négociateur de l'accord de bien vérifier, surtout compte tenu du fait que l'accord définitif est maintenant en cours de rédaction, si ses homologues des États-Unis ne s'opposent pas aux critères 1 et 2? Je parle simplement au nom de l'intérêt de l'office—il serait présomptueux de ma part de parler de «devoir»—qui doit l'amener à déterminer quelles sont exactement lesquelles de ses responsabilités vont être remises en cause.

M. Priddle: Selon ma façon de voir les choses, le Parlement du Canada a confié à l'office un certain nombre de responsabilités générales en matière d'exportation d'énergie. Il est autorisé, comme nous l'avons déclaré au début, à émettre des permis. Il doit tenir des audiences publiques. Ces audiences portent sur de grosses quantités exportées de gaz ou d'électricité, par exemple. Il peut prendre des ordonnances lorsque les quantités sont petites. Avec l'autorisation du gouverneur en conseil, l'office a élaboré une politique permettant de déterminer dans quelle mesure les prix de l'électricité à l'exportation sont justes et raisonnables dans l'intérêt du public, conformément à ce qui est exigé par la loi, et ces trois critères sont incorporés dans les règlements.

• 1635

It would be perfectly in order for the government to seek parliamentary approval as a policy matter in implementing the free trade agreement, if it were necessary, for a change in the statute. The Governor in Council could change the regulations. I do not think it would be a responsibility of the regulatory body, which implements policy in this regard, to argue for or against a

Si cela s'avérait nécessaire, le gouvernement serait tout à fait fondé à demander au Parlement l'autorisation de modifier la loi pour permettre l'application de l'Accord de libre-échange. Il appartient au gouverneur en conseil de modifier les règlements. Je ne pense pas qu'un organisme réglementaire, qui est chargé de mettre en application les politiques établies dans ce domaine, ait son

[Text]

change. So I am simply not prepared to answer whether or not we have been seeking clarification or seeking anything from the TNO in this regard.

Mr. Parry: I will just leave it on the record that I would consider it to be a sensible move in the context of corporate planning to determine whether the board would have a role in future application of those particular tests.

When test number two is applied are retail margins, either side of the border, considered in the application of the test? Or are we considering just the price to the utility which is going to retail the energy?

Mr. Priddle: Madam Chairman, I am going to ask Mr. Karas to respond to that. I do not know the answer myself. But in regard to the point that Mr. Parry wanted to leave on the record, I think the board and all of us will know soon enough—certainly in good time for the January 1, 1989, implementation—to what extent the board's authority in regard to the pricing of electricity exports is altered by the trade agreement.

Mr. Karas: The board looks at the prices at the wholesale level, because these are usually utility-to-utility system sales. It is looking at the export price for a particular type of energy, whether the energy is interruptible or firm, and comparing that to what prices are charged to Canadians. In this particular case it is with Canadian interconnected utilities. So the answer to the question is that it is at the wholesale level. The board does not get down to the retail prices of electricity, which is properly the mandate of the provinces.

Mr. Parry: Although my colleagues across the way would probably think the point grossly partisan, it is conceivable that because of differences in the retail margins Canadian electricity could end up being sold cheaper south of the border than on our side.

Mr. Karas: In the application of the second price test, we are applying the application to the wholesale level of electricity. We are not looking into what the price of electricity is on the domestic market at the retail level. These are utility-to-utility agreements and system-to-system sales.

Mr. Segal: It might be fair to add to that answer, when you get into retail pricing in the United States, which is under the jurisdiction of state utility commissions, how they gear the rates. The wholesale power comes into the utility and it is up to the state commissions, working with their utilities, to work out what the rate structures will be.

[Translation]

mot à dire en faveur ou à l'encontre d'une modification. Je ne suis donc pas disposé à vous répondre et à vous dire si oui ou non nous allons demander des éclaircissements ou si nous allons chercher à obtenir quelque chose du bureau du négociateur sur ce point.

M. Parry: Qu'il soit donc simplement dit que je considère qu'il serait utile pour la planification de vos activités de déterminer dans quelle mesure l'office aura un rôle à jouer à l'avenir dans l'application de ces critères.

Lorsqu'on applique le deuxième critère, est-ce qu'on tient compte des marges pratiquées lors de la vente au détail, d'un côté comme de l'autre de la frontière? Est-ce que l'on tient compte uniquement du prix payé par le service d'utilités publiques qui va ensuite revendre l'énergie au détail?

M. Priddle: Madame la présidente, je vais demander à M. Karas de répondre à cette question. Je n'en connais pas moi-même la réponse. Mais pour en revenir à ce que M. Parry a pris soin de consigner dans nos débats, je considère que l'office et nous tous saurons très bientôt, et certainement bien avant le 1^{er} janvier 1989, date d'application fixée, dans quelle mesure l'accord de libre-échange remet en cause les pouvoirs de l'office en ce qui a trait au contrôle de l'établissement des prix de l'électricité à l'exportation.

M. Karas: L'office tient compte des prix de gros, parce qu'il s'agit généralement de vente d'un service d'utilités publiques à un autre. Il examine le prix à l'exportation de tel ou tel type d'énergie, qu'il s'agisse d'une vente ferme ou d'un service interruptible, et il compare le prix qui est facturé à celui que doivent payer les Canadiens. Dans ce cas particulier, on se réfère aux services publics canadiens qui sont raccordés au réseau. Donc, pour répondre à votre question, on tient compte du prix de gros. L'office n'entre pas dans les questions de prix de vente au détail de l'électricité, qui relèvent de la compétence des provinces.

M. Parry: Même si mes collègues de l'autre côté vont probablement juger l'argument tout à fait partisan, je vous ferai remarquer qu'en raison des différences de marge pratiquées au détail, il se pourrait très bien que l'électricité canadienne soit finalement vendue moins cher au sud de la frontière que de notre côté.

M. Karas: Lors de l'application du deuxième critère d'établissement des prix, nous nous intéressons à l'établissement des prix de gros de l'électricité. Nous ne voulons pas savoir quel est le prix de vente au détail de l'électricité sur le marché intérieur en question. Il s'agit là d'accords passés entre services d'utilités publiques et de ventes d'un réseau à l'autre.

M. Segal: Il serait juste d'ajouter, lorsqu'on en vient à l'établissement des prix de vente aux États-Unis, que la question relève de la compétence des commissions chargées de réglementer les différents services d'utilités publiques dans les États. Les services d'utilités publiques reçoivent l'électricité à des prix de gros, et il incombe aux

[Texte]

In this country we would certainly have no control over how they do that.

• 1640

Mr. Parry: In the computation of the price test—and here I am thinking particularly about the exports of nuclear-generated electricity—we have a situation in this country where the nuclear-generated electricity bears only a notional cost of insurance on the generation. Because of the federal government's underwriting of the insurance costs, which to date I understand have been non-existent—no claims have been paid out—I am assuming that in your price calculations you do not include any calculation of what the notional costs of insurance on the market would be.

Mr. Karas: I do not think we do. What we calculate are what we believe are tangible costs, costs we can identify, both direct and indirect and both private and social. What we do include and what we included in the Lepreau-1 export was the cost of decommissioning. That was definitely included in the equation because it was something tangible that one could estimate.

Mr. Gagnon: To follow up on this line of questioning, could you take us slowly through the three-way test you have? If Ontario Hydro's cost of recovery is 10¢ a unit, would you make a hypothetical situation for an export to a U.S. market? In other words, on test two what would the price have to be in Ontario or the domestic market?

Mr. Karas: Again I would like to emphasize that we are talking about the wholesale transactions of electricity. If Ontario Hydro builds a new plant, for instance, and its cost of building the plant is 10 units, if it can make an agreement with the Americans to sell a part of that plant at 12 units then in the traditional offering mechanism Ontario Hydro would offer interconnected Canadian utilities the export at the export price, which would be 12.

The Canadian utility has two choices. He either purchases or builds himself. If the Canadian utility believes he could build it cheaper himself, then he would naturally refuse the export. If the Canadian utility believes he has no need for the export because he himself has generation on line, then he would refuse the export. But if he believes this is a unit of generation that could in fact meet his needs, would be cheaper for him to produce, then he might show an interest for a piece of that purchase.

[Traduction]

commissions de contrôle des États, en collaboration avec les services d'utilités publiques en cause, d'établir un barème des tarifs. Nous n'avons certainement pas le pouvoir de contrôler d'ici la façon dont ces barèmes de tarifs sont établis.

M. Parry: Lorsqu'on évalue les prix en fonction du critère, et je me réfère ici tout particulièrement aux exportations d'électricité d'origine nucléaire, nous sommes aux prises au Canada avec le problème du coût fictif de l'assurance se rapportant à la production d'électricité d'origine nucléaire. Étant donné que jusqu'à présent, c'est le gouvernement fédéral qui garantit lui-même l'assurance, dont le coût a jusqu'à présent été nul, si je comprends bien, puisqu'aucune indemnité n'a jamais été versée, je suppose que dans vos calculs de prix, vous ne tenez pas compte du coût que pourrait représenter sur le marché cette assurance fictive.

M. Karas: Je ne pense pas, en effet. Nous ne calculons que ce que nous considérons comme des coûts tangibles, des coûts que l'on peut quantifier, qu'ils soient directs ou indirects, de type privé ou de type social. Nous tenons compte, par exemple, et nous l'avons fait figurer dans le cas des exportations de Lepreau-1, du coût de la mise hors service. Nous n'avons pas oublié de le faire figurer dans l'équation, parce que c'est quelque chose de tangible, c'est quelque chose que l'on peut évaluer.

M. Gagnon: Toujours dans cet ordre d'idée, pourriez-vous nous faire la démonstration du fonctionnement de vos trois critères? Si par exemple le seuil de rentabilité pour Hydro-Ontario est de dix cents l'unité, pourriez-vous nous donner un exemple théorique d'un prix à l'exportation sur le marché des États-Unis? En d'autres termes, selon le deuxième critère, quel devrait être le prix en Ontario ou sur le marché intérieur?

M. Karas: Là encore, je dois préciser que nous nous référons à des transactions sur l'électricité en fonction d'un prix de gros. Si par exemple l'Hydro-Ontario construit une nouvelle centrale et que le coût de la construction est de dix unités, si elle passe un accord avec les Américains pour vendre une partie de la production de cette centrale sur la base de 12 unités, il faut, selon le mécanisme d'offre classique, qu'Hydro-Ontario offre cette production au même prix, soit à 12 unités, aux services d'utilités publiques canadiens raccordés au réseau.

Le service d'utilités publiques canadien a alors deux possibilités. Il peut soit acheter l'énergie, soit construire lui-même une centrale. S'il considère qu'il peut construire pour moins cher, il va naturellement refuser la quantité destinée à l'exportation. S'il considère qu'il n'a pas besoin de cette quantité parce qu'il a lui-même des capacités excédentaires, il va là encore refuser la quantité destinée à l'exportation. Mais s'il pense que les quantités offertes sont susceptibles de répondre à ses besoins et moins chères que s'il les produisait lui-même, il peut très bien décider d'en acheter une partie.

[Text]

Mr. Gagnon: To take it one step further for test three then, if you and Ontario Hydro look south of the border and say that to generate this particular utility themselves is going to cost 15, then presently you would not allow the export unless they got the 15?

Mr. Karas: No, because the board's third price test has the proviso that it not be "materially less than". The words "materially less" give the board the leeway to look at the American alternative and to look at the export price and ask that question: is it materially less than? The price test is not that it has to be identical to or greater than. If that was the price test then I would agree with you, but that is not the price test. The price test is "not materially less than", which gives the board that latitude. In fact, the board has granted licences where the exports were maybe 80% of the American alternative, and the board thought that this was just unreasonable.

• 1645

Mr. Segal: Might I add, Madam Chairman, that latitude is absolutely essential to sustain the viability of the trade, because there has to be some advantage to the purchaser to buy the electricity, and if he cannot buy it for anything that is absolutely less than his own cost, he may not buy it.

Mr. Gagnon: Let us take it one step beyond that. You have the deal and you are selling it for 14. Your cost recovery is 10 and the domestic market is 12. You are making a profit on the export, bringing it back into Canada. Since it is a utility, does that mean then that the domestic price is lowered accordingly?

Mr. Karas: There is certainly an impact on the revenues of exports. If there are profits, if you look at Ontario Hydro, which is a so-called non-profit type of organization, there could be rebates to the customer at the retail level. As a matter of fact, as I understand it, it was not uncommon for the revenues generated from sales to reduce Ontario Hydro's residential customer rates by 5% in certain years, and it would go up and down. There is some type of mechanism Ontario Hydro has as its own discretion to allow those revenues generated from sales to trickle down to the domestic retail level.

Mr. Gagnon: If I could turn to your second-last slide, you list the Canadian electricity exports to various U.S. markets. You list well over 50% to others, although you have the most obvious states or areas listed. What is "others"?

[Translation]

M. Gagnon: Continuons la démonstration et passons maintenant au troisième critère. Si, en regardant ce qui se passe de l'autre côté de la frontière, vous-mêmes ou l'Hydro-Ontario constatez que pour produire cette quantité d'énergie, il va en coûter 15 unités, vous n'allez pas autoriser selon le critère actuel une exportation de moins de 15 unités?

M. Karas: Non, parce que le troisième critère d'établissement des prix de l'Office fait une réserve en précisant que la différence doit être nette. Cette condition confère à l'Office une marge de manoeuvre lorsqu'il examine la situation aux États-Unis et lui permet de se demander en considérant le prix à l'exportation si la différence est bien nette. Selon le critère, il ne s'agit pas de savoir si le prix est identique ou supérieur. S'il en était ainsi, je serais d'accord avec vous, mais ce n'est pas le cas. Le critère d'établissement des prix parle de différence nette, ce qui confère à l'Office un pouvoir d'appréciation. En réalité l'Office a accordé des licences dans des cas où les exportations représentaient jusqu'à 80 p. 100 de la solution américaine, et l'Office a jugé que ce n'était tout simplement pas raisonnable.

M. Segal: J'aimerais ajouter, madame la présidente, que cette liberté est absolument essentielle au maintien de la viabilité du secteur puisque l'achat d'électricité doit être avantageuse pour l'acheteur et que, s'il ne peut pas l'acheter à un prix nettement inférieur à ses coûts de production, il pourrait bien ne pas l'acheter.

M. Gagnon: J'aimerais pousser un peu plus loin l'hypothèse. Vous obtenez le contrat et vous vendez de l'électricité à 14c. Il en faut 10 pour recouvrer les coûts et le marché interne est de 12. À l'exportation, vous faites un profit, que vous ramenez au Canada. Puisqu'il s'agit d'un service d'utilité publique, cela entraîne-t-il que le prix intérieur est abaissé en conséquence?

M. Karas: Il y a certes un impact sur les revenus de l'exportation. S'il y a des profits, dans le cas, par exemple de l'Hydro-Ontario, qui est une organisation dite sans but lucratif, il pourrait y avoir des réductions pour le consommateur à la vente au détail. En fait, je crois savoir qu'il est arrivé assez fréquemment que les revenus de la vente servent à réduire de 5 p. 100, certaines années, les tarifs imposés par l'Hydro-Ontario à ses clients domiciliaires; il y avait ainsi des fluctuations des tarifs. L'Hydro-Ontario possède un mécanisme qui lui permet, à sa discrétion, de faire profiter le marché intérieur de détail des revenus tirés de ses ventes.

M. Gagnon: J'aimerais revenir à votre avant-dernière diapositive. Vous donnez la liste des exportations d'électricité du Canada vers divers marchés des États-Unis. Vous indiquez plus de 50 p. 100 à la rubrique «Autre», bien que votre liste comporte les États ou les régions les plus manifestes. Qu'entendez-vous par «Autre»?

[Texte]

Mr. Karas: You can see that what we have over here is pretty well the northern tier states and California, and "others" means all the others. We are talking about North and South Carolina, we are talking about all the other areas in the United States that do not purchase electricity from Canada, and that is about 50% of all the markets in the States are not touched by Canadian exports, which includes Nevada and Texas and so forth.

Mr. Gagnon: It comes down to an efficiency of transmission. Is there some rule of thumb of how much is lost being transported a certain distance for these high-voltage lines?

Mr. Karas: The Canadian interconnected network is very, very close to the American border, and therefore the transmission ties between the Americans and the corresponding northern tier states is not very, very long and there is not very much transmission loss. The most efficient and the most economical type of interconnection is with the Canadian utilities that border the States and the comparable American utilities. Transmission losses on a 765 kV line, fully loaded for about about 600 miles, will run you up to about 2% to 3% losses. The high-voltage losses are not very great; it is when you get into the distribution and so forth that the losses tend to increase.

Mr. Gagnon: In all your projections, have you taken account of technological developments, such as not limited to super-conductors?

Mr. Karas: No, not really. What we are looking at is what we call a quite near time-span between now and the year 2005. To bring anything of that technological magnitude to come in, we would think you are looking now into the 21st century. This thing is a traditional conventional expansion. We have talked to the utilities about it, we feel comfortable with it, but there is not the super-conductor technology into this, and so forth. And when we look at the generation mix, we do not have very much. We have not included the so-called renewables, photovoltaics, and so forth. This is the traditionally large, conventional type of generation.

Mr. Gagnon: Strictly off the shelf.

Mr. Tupper: Madam Chairman, the line of questioning I was wanting to pursue may partly have been answered in this last exchange between Mr. Gagnon and the witness, but I would like to pick up on it for a moment. You may well want to rule me out of order, and I would accept that.

[Traduction]

M. Karas: Vous pouvez constater que ce que nous avons ici, c'est, en somme, les États du nord et la Californie; le mot «Autre» désigne tout le reste. Cela désigne la Caroline du Nord et celle du Sud, cela désigne toutes les autres régions des États-Unis qui n'achètent pas d'électricité au Canada, c'est-à-dire qu'environ 50 p. 100 de tous les marchés des États-Unis ne sont pas touchés par les exportations canadiennes, et cela comprend le Nevada, le Texas et le reste.

M. Gagnon: Cela revient à l'efficacité de la transmission. Existe-t-il une règle pratique déterminant la quantité d'énergie qui est perdue en cours de transport le long de ces lignes à haute tension?

M. Karas: Le réseau interconnecté du Canada est extrêmement proche de la frontière américaine. En conséquence, les liens de transmission entre les Américains et les États correspondants du nord ne sont pas très longs, ce qui fait qu'il n'y a pas beaucoup de pertes en cours de transmission. L'interconnection la plus efficace et la plus économique se fait avec les services d'utilités publiques canadiens qui longent la frontière et les services d'utilités publiques américains comparables. Les pertes à la transmission le long d'une ligne de 765 kilovolts pleinement chargée, sur une distance d'environ 600 milles, ne sont que de 2 à 3 p. 100 environ. Les pertes sur les lignes de haute tension ne sont pas très grandes; c'est lorsqu'on arrive à la distribution et le reste que les pertes tendent à augmenter.

M. Gagnon: Dans toutes vos projections, avez-vous tenu compte des progrès technologiques, par exemple les superconducteurs et d'autres innovations?

M. Karas: Non, pas vraiment. Ce que nous envisageons, c'est un horizon assez proche ne dépassant pas l'an 2005. Pour envisager quoi que ce soit de cette ampleur technologique, il faudrait se pencher dès maintenant sur le XXI^e siècle. Il s'agit ici d'une expansion classique, traditionnelle. Nous en avons parlé aux services d'utilités publics, et cette perspective nous satisfait, mais il n'y a rien là de la technologie des superconducteurs et rien de ce genre. Lorsque nous examinons la composition des modes de génération, nous n'avons pas grand-chose. Nous n'avons tenu compte ni des énergies dites renouvelables, ni des photos-piles, par exemple. Nous nous en tenons à la création d'électricité en grande quantité selon les méthodes classiques.

M. Gagnon: C'est strictement du prêt à servir.

M. Tupper: Madame la présidente, les questions que je m'apprêtais à poser ont trouvé leur réponse, en partie, dans le dernier échange entre M. Gagnon et le témoin, mais j'aimerais y revenir un instant. Vous pourriez m'enlever la parole, et je me rendrai à votre décision.

The National Energy Board, it seems to me, has a regulatory role and it also very, very much has an advisory role on the development and use of energy

L'Office national de l'énergie possède, il me semble, un rôle de réglementation en même temps qu'un rôle consultatif très important à l'égard de la mise en valeur et

[Text]

resources. I would like to focus on its advisory role for a moment. I would like to do so because I note that some of our export electrical energy will be in reality coal-sourced or at least hydrocarbon-sourced.

Mr. Priddle, I am sure I would not be raising this with you if I had been here three years ago. But my impressions are that simply from a global point of view we need to have more concern about what we are doing to our atmosphere. I think the growing impact for instance of the greenhouse effect, the build-up of carbon dioxide in our atmosphere, is something we would not have been concerned about three or five years ago. However, I think it is now on the agenda of everybody who has any concern at all about where we are going. I think on a global basis we are probably burning more solid hydrocarbons now around the world than we ever did.

I am just being a parrot in throwing out this kind of information—it may not even be correct. I am told that China is now consuming about a cubic mile of coal a year, and you could hardly imagine a volcano ever in its history spewing that kind of contamination into the atmosphere.

Now, with that as a background and knowing one of your second roles is an advisory role to the government on energy matters, could you share with the committee what sort of advice you are presently giving the government about the necessity to move to cleaner fuels? It could be something along the line that Mr. Gagnon was just raising with you about super-conductors, or it could be the necessity to look more carefully at fusion processes as being distinct from fission processes. Or perhaps it would involve a deeper commitment to the hydrogen fuel cell process. It seems to me that these are all options.

I do not think that a country like Canada, which has been so progressive in so many ways about these kinds of things, would want to sit back on any of these issues. I am just simply wondering what you are talking about in-house at the moment in this area or what sort of advice you are giving to presumably the Department of Energy, Mines and Resources, or the Minister thereof, on this kind of clean fuel initiatives. I really raise it with you because we are exporting electricity that is hydrocarbon derived.

Mr. Priddle: Madam Chairman, truthfully the board has not given, in a formal sense, any kind of advice in this area to the government. It is correct that Part II of our act requires us to keep under review the whole range of energy issues that come within the scope of the Parliament of Canada. We have tended to seek to dovetail our efforts with those of the Department of Energy, Mines and Resources, and therefore we have tried not to duplicate the department's areas of expertise.

We have been asked from time to time to provide advice, such as in respect of electricity exports. I referred

[Translation]

de l'utilisation des ressources énergétiques. J'aimerais m'arrêter un instant sur le rôle consultatif. Je constate, en effet, qu'une partie de notre exportation d'énergie électrique proviendra du charbon ou du moins des hydrocarbures.

Monsieur Priddle, je suis sûr que cette question ne se serait pas posée il y a trois ans. Mais j'ai l'impression que, au point de vue mondial, nous devons nous préoccuper davantage de ce que nous faisons à notre atmosphère. Ainsi, je pense que l'importance croissante de l'effet de serre, la concentration de bioxyde de carbone dans notre atmosphère, sont des problèmes qui ne nous auraient pas inquiétés il y a trois à cinq ans. Mais je pense que, aujourd'hui, cela intéresse quiconque se soucie de notre orientation. À mon avis, à l'échelle mondiale, nous brûlons probablement plus d'hydrocarbures solides que nous ne l'avons jamais fait.

Je vais vous répéter un élément d'information qui n'est peut-être même pas exact. On me dit que la Chine consomme actuellement environ un mille cube de charbon par année. Or on ne saurait imaginer un volcan qui, dans toute son histoire, ait contaminé autant l'atmosphère.

Cela dit et puisqu'un de vos rôles secondaires est de conseiller le gouvernement sur les questions énergétiques, pourriez-vous dire au Comité quels sont les conseils que vous donnez actuellement au gouvernement sur la nécessité de passer à des combustibles plus propres? Cela pourrait être dans les domaines des superconducteurs, que M. Gagnon vient d'évoquer avec vous, cela pourrait être la nécessité d'examiner plus attentivement les processus de fusion plutôt que les processus de scission. Ou encore il pourrait s'agir d'un engagement plus ferme dans le sens du processus des piles à hydrogène. Ce sont là autant d'options, me semble-t-il.

Je ne pense pas que le Canada, qui s'est toujours montré très progressif de toutes sortes de manières dans les questions de ce genre, veuille se contenter d'un rôle passif à cet égard. Je me demande tout simplement ce que sont les débats internes actuels dans ce domaine ou quels sont les conseils que vous donnez, j'imagine au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, ou au ministre, sur les initiatives de ce genre intéressant un combustible propre. Si je vous le demande, c'est que vous exportez une électricité qui provient des hydrocarbures.

M. Priddle: Madame la présidente, en réalité l'Office n'a jamais officiellement fourni de conseils au gouvernement dans ce domaine. Il est exact que la partie II de notre loi nous oblige à nous tenir au courant de tout l'éventail des questions énergétiques qui relèvent du Parlement du Canada. Depuis longtemps nous coordonnons nos efforts avec ceux du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et, par conséquent, nous avons pris soin de ne pas faire double emploi avec les domaines de spécialité du ministère.

De temps en temps on nous demande des conseils, par exemple sur l'exportation de l'électricité. J'y ai fait

[Texte]

to that in my opening statement and members have the panel's report on that in their hands, I am sure. We have been providing advice at the Minister's request on specialist areas that have to do with energy regulation—gas export pricing, the recovery of costs of gas, pipeline transmission in Canada, export prices and the like. But Dr. Tupper, we have not launched into this area of fuel choices as they might impact say on the greenhouse effect.

• 1655

I have commented publicly that as an individual I find the greenhouse effect and the contribution of fossil fuel combustion to it troublesome. Privately I take satisfaction, as I think we all do, in the effect that higher energy prices, proper energy pricing, have had in reducing our use of some fuels, the fact that we are consuming only say three-quarters as much oil as we did in the late 1970s and 1980 period. I think that ought to be a source of satisfaction to everyone.

It is true we are using somewhat more natural gas, but that is a somewhat more benign fuel. I realize it still contributes carbon dioxide, but it is somewhat more benign than most oil fuels. We are also using somewhat more coal.

When we look at electricity exports, for instance, if there were to be a large export of electricity derived from coal, we look to ensure that relevant environmental standards are being met. But we do not broaden that into this long-term policy consideration of the greenhouse effect.

I might comment, though, that my understanding is that very little of our electricity exports derives from fossil fuels. Exports are very largely supported by hydro generation.

Mr. Karas: My last slide pretty well shows that. If you go back to my last slide and take the year 1995, for instance, you will see that in the year 1995 we project that electricity exports generated from hydro would be about 74%. That has no impact on air emissions. Nuclear will be 9%; and again that has no impact on air emissions. Coal would be about 17%.

When you then consider—and this is quite important—that this generation does in the American market, it does one thing and one thing only: it displaces what would otherwise be fossil-fired generation in the American market. Then the net contribution of electricity exports is definite, and it is positive, in the sense that it will reduce the total emissions in the total North American market. It

[Traduction]

allusion dans ma déclaration d'ouverture et je suis sûr que les membres du Comité ont sous les yeux le rapport du groupe d'experts sur cette question. Nous fournissons des conseils au ministre, à sa demande, sur des domaines spécialisés qui intéressent la réglementation de l'énergie—prix du gaz à l'exportation, recouvrement des coûts de l'exploitation du gaz, transmission par pipeline au Canada, prix à l'exportation et le reste. Mais, monsieur Tupper, nous n'avons pas abordé ce domaine du choix des combustibles, qui pourraient avoir des répercussions sur l'effet de serre, par exemple.

J'ai déjà dit publiquement que, à titre individuel, je juge troublant l'effet de serre et le rôle qu'y joue la consommation des combustibles fossiles. En privé, je me console, comme nous le faisons tous, je pense, en songeant que la hausse des prix de l'énergie, l'établissement de ces prix au niveau approprié, ont eu pour effet de diminuer notre utilisation de ces combustibles, que, par exemple, nous consommons seulement les trois quarts du pétrole que nous consommions à la fin des années 70 et au début des années 80. Je pense que cela devrait nous réconforter tous.

Il est vrai que nous utilisons un peu plus de gaz naturel, mais ce combustible demeure assez bénin. Il dégage du bioxyde de carbone, mais il est un peu plus bénin que la plupart des autres combustibles. Nous utilisons aussi un peu moins de charbon.

Lorsque nous examinons l'exportation de l'électricité, par exemple, s'il devait y avoir une exportation importante de l'électricité tirée du charbon, nous veillons au respect des critères environnementaux pertinents. Mais nous n'étendons pas cette préoccupation à la détermination d'une politique à long terme sur l'effet de serre.

Je dois ajouter, pourtant, que très peu de notre électricité exportée, que je sache, provient des combustibles fossiles. L'électricité que nous exportons est en très grande partie de l'hydro-électricité.

M. Karas: C'est ce que montre assez bien ma dernière diapositive. Dans celle-ci, à l'année 1995, par exemple, on constate que, pour cette année-là, environ 74 p. 100 de notre électricité exportée sera de l'hydro-électricité. Il n'y a, dans ce cas, aucun impact sur les émissions dans l'air. Le nucléaire sera à 9 p. 100; et, encore une fois, celui-ci n'a encore aucun impact sur les émissions atmosphériques. Le charbon se situera à environ 17 p. 100.

Il faut ensuite envisager l'effet très important que ces sources d'électricité produisent sur le marché américain. Il s'agit d'un effet unique qui est le suivant: ces sources déplacent les sources fossiles, qui, autrement, serviraient à la création d'électricité sur le marché américain. L'apport des exportations d'électricité est donc considérable, et positif, puisqu'il aura pour effet de réduire le total des

[Text]

is quite significant, and I will give you a reason why I think it is significant.

Look at the previous slide. When I said Canadian exports are taking now 13% to 14% of the share of the New York market, Canadian exports in New York are principally nuclear, hydro, and a bit of coal. But that energy is going to displace fossil energy in New York. One can then say there is about a 20% decrease in air emissions of sulphur dioxide and nitrous oxides in the New York region because of electricity exports. So it is that opportunity that Canadian exports have not only from a beneficial revenue and economic point of view, but also from a beneficial positive contribution in reducing total fossil-fired emissions, and therefore acid rain.

Mr. Priddle: And carbon dioxide.

Mr. Karas: And carbon dioxide and so forth. But when you do look at the Ontario Hydro picture, I agree with you. Ontario Hydro does generate from coal. But you will notice that Ontario Hydro generates coal from relatively efficient plants. These are large, 500-megawatt units, both Lambton and Nanticoke. They are relatively efficient, with high stacks, using low-sulphur coals and sulphur-blended coals. I can assure you they are not as damaging as the Ohio Valley fossil-fired generation in Michigan or New York and so forth.

So from that point of view, my strong belief is that exports themselves make a definite positive contribution in lowering total acid gas emissions.

• 1700

The Chairman: I want to review your slide, Mr. Karas, on installed capacity in Canada. You talked about increased generation of 50,000 megawatts and you said 25,000 would be hydro, 10,000 nuclear, and 12,000 new coal.

Mr. Karas: Those are just general rough numbers.

The Chairman: Is Ontario the only province that you foresee will—

Mr. Karas: If you look at that slide on nuclear power developments, I show an increase from 8,600 to about 17,500, which is about 10,000 megawatts of new generation. Yes, the nuclear is definitely Ontario.

The Chairman: It is all Ontario then?

[Translation]

émissions dans l'atmosphère sur l'ensemble du marché nord-américain. C'est important, et voici pourquoi.

Examinons la diapositive précédente. J'ai dit que les exportations canadiennes occupent actuellement de 13 à 14 p. 100 du marché de New York et que les exportations canadiennes à New York sont surtout du nucléaire, de l'hydro-électrique et un peu de charbon. Mais cette énergie va déplacer l'énergie d'origine fossile de New York. On peut constater qu'il y a une baisse d'environ 20 p. 100 des émissions de bioxyde sulfurique et d'oxydes nitreux dans l'atmosphère de la région de New York à cause des exportations d'électricité. Les exportations canadiennes ont donc la possibilité non seulement de créer une situation avantageuse au point de vue du revenu et au point de vue économique, mais aussi de faire un apport positif pour ce qui est de réduire le total des émissions créées par les combustibles fossiles et, par conséquent, la pluie acide.

M. Priddle: Ainsi que le bioxyde de carbone.

M. Karas: Le bioxyde de carbone et le reste. Mais lorsqu'on examine la situation de l'Hydro-Ontario, je suis d'accord avec vous. L'Hydro-Ontario produit effectivement de l'électricité à partir du charbon. Mais vous pouvez constater que l'Hydro-Ontario crée de l'électricité à base de charbon dans des usines relativement efficaces. Il s'agit de vastes ensembles de 500 mégawatts, à Lambton et à Nanticoke. Ces usines sont assez efficaces, elles sont dotées de hautes cheminées. Elles utilisent des charbons à faible concentration de soufre et des charbons sulfureux mélangés. Je vous assure que ces usines ne sont pas aussi dommageables que celles du Michigan, de l'État de New York et d'ailleurs, où l'on crée de l'électricité à partir des combustibles fossiles dans la vallée de l'Ohio.

A ce point de vue, je suis fermement convaincu que les exportations elles-mêmes ont un apport nettement positif pour ce qui est de réduire la quantité des émissions de gaz acide.

La présidente: Monsieur Karas, j'aimerais examiner votre diapositive qui illustre la capacité installée au Canada. Vous avez parlé d'une augmentation de 50,000 mégawatts et vous avez dit que 25,000 seraient de l'énergie hydroélectrique, 10,000 de l'énergie nucléaire et 12,000 viendraient du charbon.

M. Karas: Ce ne sont que des chiffres approximatifs.

La présidente: L'Ontario est-elle la seule province qui, selon vos prévisions, va... .

M. Karas: Si vous examinez cette diapositive dans la partie qui traite de la production d'énergie nucléaire, je montre une augmentation où l'on passe de 8,600 à quelque 17,500, c'est-à-dire environ 10,000 mégawatts d'électricité nouvelle. Oui, l'élément nucléaire se rapporte nettement à l'Ontario.

La présidente: Tout cela est donc pour l'Ontario?

[Texte]

Mr. Karas: It is all Ontario.

Mr. Rompkey: I want to be clear about the proposal on page 17 of the trade agreement that says Canada has agreed to eliminate a discriminatory price test on electricity exports. I just want you to go over again for me what effect the elimination of the discriminatory price test will have on Canada and the export of electricity and the guidelines presently employed by the board, presumably item 2.

Mr. Priddle: I think I ought to confine my answer to the third price test, which is the one specifically at issue in the—

Mr. Rompkey: Three; I am sorry.

Mr. Priddle: Yes. Thank you. We are agreed, then, that we are looking at three.

What would be required in administrative terms would be a change in the National Energy Board Part VI regulations. I imagine there are many elements of statute and regulation that government would have to change—in the case of statute, seeking parliamentary approval—by way of implementing the free trade agreement.

The practical effect of eliminating that price test might not be very great, in the sense that one would expect Canadian electricity exporters, as good businessmen, good entrepreneurs, to seek to obtain a price in export markets that approaches the opportunity cost of the purchaser in terms of his options for generating energy or importing it from another jurisdiction, from another utility.

Let me ask my colleagues if they have a comment to add. Mr. Segal has spent a lot of time thinking about the trade agreement, so I will turn to him first.

Mr. Segal: I think that is correct.

Mr. Karas: That is exactly correct.

Mr. Rompkey: On page 3 of your statement you say that the provincial utilities enjoy a special fiscal and financial status, and that refers to the income tax exemptions and the provincial debt guarantees for Crown corporations. There is a suggestion that the Americans, particularly those concerned with coal and nuclear industries, will consider these to be unfair subsidies. How do you see the trade agreement, and are we protected from countervail by the Americans if they should decide that indeed these are unfair subsidies?

Mr. Segal: I think, Mr. Rompkey, that insofar as U.S. trade law or both parties' trade law remains effective under the free trade agreement over the first five to seven years, during which the contracting parties are supposed to develop a protocol on subsidies and countervail within the agreement, those laws would continue to apply and all

[Traduction]

M. Karas: Tout cela est pour l'Ontario.

M. Rompkey: J'aimerais des éclaircissements sur la proposition formulée à la page 17 de l'entente commerciale, selon laquelle le Canada a convenu de faire disparaître un critère portant sur l'établissement des prix discriminatoires appliqués à l'électricité exportée. J'aimerais que vous redissiez quel effet la disparition du critère portant sur l'établissement des prix discriminatoire va avoir sur le Canada et sur l'exportation de l'électricité ainsi que sur les principes directeurs qu'utilisent actuellement l'Office, c'est-à-dire sans doute l'acticle 2.

M. Priddle: Je pense que je devrais limiter ma réponse au troisième critère des prix, celui qui est expressément contesté dans... .

M. Rompkey: Trois, excusez-moi.

M. Priddle: Oui. Merci. Vous êtes d'accord, donc, nous examinons l'acticle 3.

Ce qu'il faudrait sur le plan administratif, c'est une modification des règlements de l'Office national de l'énergie, partie VI. J'imagine qu'il existe de nombreux éléments des lois et règlements que le gouvernement devrait modifier—dans le cas des lois, en obtenant l'approbation du Parlement—pour appliquer l'accord de libre-échange.

L'effet pratique de la disparition du critère des prix pourrait ne pas être énorme, car les exportateurs canadiens d'électricité, en hommes d'affaires avisés, en bons entrepreneurs, chercheraient sans doute à obtenir, sur les marchés d'exportation, un prix voisin du coût d'opportunité subi par l'acheteur, qui a le choix de créer l'électricité ou de l'importer d'un autre État, d'un autre service d'utilités publiques.

Peut-être mes collègues ont-ils des commentaires à ajouter à cela. M. Segal a beaucoup étudié l'entente commerciale. Je m'adresse donc à lui tout d'abord.

M. Segal: Je pense que c'est exact.

M. Karas: C'est tout à fait exact.

M. Rompkey: A la page 3 de votre déclaration, vous dites que les services d'utilités publiques provinciaux jouissent d'un statut fiscal et financier particuliers et vous faites alors allusion aux exemptions de l'impôt sur le revenu et aux garanties de la dette provinciale dans le cas des sociétés de la Couronne. D'aucuns pensent que les Américains, surtout ceux qui s'intéressent aux industries du charbon et du nucléaire, vont considérer qu'il s'agit-là de subventions injustes. Comment voyez-vous l'Accord commercial? Sommes-nous à l'abri des droits compensatoires de la part des Américains si ceux-ci décident qu'il s'agit effectivement de subventions injustes?

M. Segal: Je pense, monsieur Rompkey, que, étant donné que les lois commerciales des États-Unis ou les lois commerciales des deux parties vont demeurer en vigueur, en vertu de l'entente sur le libre-échange, pendant les cinq à sept premières années, au cours desquelles les parties contractantes sont censées élaborer un protocole

[Text]

the procedures laid out in the agreement relating to adjudication of such claims would have effect.

• 1705

Mr. Rompkey: We could be liable to a countervailing action for the first five years.

Mr. Segal: On the U.S. side, if the interests pursuing this matter were able to convince the administration in the U.S. to initiate investigations, we could be liable. So far they have not been successful in doing so because it is my understanding that in U.S. trade law the definitions of subsidy are not broad enough in their present form to encompass the kinds of issues this coalition has been raising.

Mr. Rompkey: Are you telling me this bill is going to broaden the definitions?

Mr. Segal: If the omnibus bill gets through congress and the President were not to veto it, which he has threatened to do, the picture could change, but we do not know to what extent because we are not appraised of all of the provisions of the bill. It is not in final form.

Mr. Rompkey: On the other hand, we have seen that on wine and on west coast fish new initiatives have been taken which were not taken before and which we did not expect. Is it not fair to say there is still a great deal of vulnerability to us because of unknown factors, if nothing else? For example, what is going to happen to the omnibus bill? It still seems to me that Canada is in a vulnerable position.

Mr. Segal: I would be hesitant to speculate on the unknown, sir.

Mr. Rompkey: I thought you would.

The Chairman: The vote is at 5.30 p.m., so we will probably have to terminate our meeting shortly after 5.15 p.m.

Mr. Porter: Gentlemen, you have indicated the increased demand for exports to the United States by the year 2005. In your Canadian energy summary I think you indicated that there would be an increase to about 140 gigawatts, most of it coming from hydro. What additional facilities would be required if we are to meet that demand? Do we have structures in place now to come close to that? Do we require a lot of development prior to reaching that level of export?

Mr. Karas: I have shown that the generation mix would be 20,000 of the 50,000 megawatts. Hydro would be 25,000, nuclear 10,000, and coal 12,000. There are no problems with the Canadian utilities developing those programs. There does not seem to be a supply constraint problem. They have the infrastructure in place to meet their load increases. I do not foresee any problem Canadians might have in meeting this forecast demand.

[Translation]

sur les subventions et les droits compensatoires dans le cadre de l'entente, ces lois continueront de s'appliquer, et toute la procédure décrite dans l'entente au sujet de l'arbitrage de ces réclamations sera en vigueur.

M. Rompkey: Nous serions exposés à des droits compensatoires durant les cinq premières années.

M. Segal: Du côté des États-Unis, si les groupes de pression intéressés pouvaient convaincre l'administration des États-Unis d'entreprendre des enquêtes, nous y serions exposés. Ils n'ont pas réussi jusqu'à présent, car je crois savoir que selon la loi martiale américaine, les définitions des subventions ne sont pas suffisamment larges dans leur forme actuelle pour englober le genre de questions que cette coalition a évoquées.

M. Rompkey: Voulez-vous dire que ce projet de loi va élargir les définitions?

M. Segal: Si le projet de loi omnibus est approuvé par le congrès et que le Président n'y oppose pas son veto, ce qu'il a menacé de faire, la situation pourrait changer, mais nous ne savons pas dans quelle mesure, car nous n'avons pas examiné toutes les dispositions du projet de loi. Celui-ci n'a pas encore atteint sa forme définitive.

M. Rompkey: Par ailleurs, nous avons vu que dans le cas du vin et dans celui du poisson de la côte occidentale, il a été pris de nouvelles initiatives, auxquelles nous ne nous attendions pas. N'a-t-on pas raison de dire que nous gardons beaucoup de vulnérabilité, au moins à cause de facteurs inconnus? Par exemple, que va-t-il arriver au projet de loi omnibus? Il me semble bien que le Canada se trouve toujours dans une position vulnérable.

M. Segal: J'hésiterais à spéculer sur l'inconnu, monsieur.

M. Rompkey: Je n'en suis pas étonné.

La présidente: Le vote aura lieu à 17h30. Par conséquent, nous devons probablement mettre fin à notre réunion un peu après 17h15.

M. Porter: Messieurs, vous avez fait état d'une demande accrue de l'exportation vers les États-Unis pour l'an 2005. Dans votre résumé sur l'énergie canadienne, vous prévoyez, me semble-t-il, que l'augmentation va porter le total à quelque 140 gigawatts, de l'hydro-électricité surtout. Quelles installations additionnelles nous faudra-t-il pour répondre à cette demande? Possédons-nous les structures qu'il faut pour cela? Nous faudra-t-il une grande expansion avant d'atteindre ce niveau de l'exportation?

M. Karas: J'ai montré que les diverses modalités de création de l'électricité seraient de 20,000 sur les 50,000. L'hydro-électricité en prendrait 25,000, l'énergie nucléaire 10,000 et le charbon 12,000. Les services d'utilités publiques du Canada n'auront pas de mal à réaliser ces programmes. Il ne semble pas exister de problèmes qui restreignent l'offre. Ils ont en place l'infrastructure qu'il faut pour répondre à ces

[Texte]

The forecast demand is only 3%. Canadian utilities have, until the 1960s or 1970s, met load growths of 7%. I think the infrastructure is in place to develop the programs necessary to meet the demand.

Mr. Porter: We hear some environmental concerns about continued construction on dams, either for hydro or other uses. I am from western Canada and it is a very sensitive issue there. You have alleviated some of the concern I might have expressed.

The map showing the transfer capacity by provinces south... Am I given to understand in those shipments that while the board determines...? When you are looking at licences and wholesale pricing, I appreciate there can be quite a difference from province to province in the retail end. In wholesale pricing, say from B.C. to Quebec in the shipment across an international border, is there quite a difference or a spread? I am saying from the price of transmission of power from B.C., for example—it is the farthest away—to power that is being shipped into the northeastern states. Is there much difference in that?

• 1710

Mr. Karas: There is quite a bit of difference. The biggest increment of difference would be electricity sold by say Manitoba Hydro into the Dakota market, which displaces coal-fired generation. So you are looking at prices for economy energy of maybe 3¢ or 4¢, or 2¢ or 3¢, a kilowatt-hour, whereas you are looking at something of the order of maybe 40 mills, or 4¢ a kilowatt-hour, for energy exported into the New England market, for instance. So there could be a 50% to 60% to 70% price spread on a regional basis for the same type of classification of energy, yes.

Mr. Porter: The transfer within provincial jurisdictions, is that based between provinces as well, B.C. into Alberta—

Mr. Karas: The interprovincial transfers are under interprovincial jurisdiction, and the board does not get involved in regulating interprovincial transfers.

I might note, from that particular graph, we have a 8,000 or 9,000 megawatt transfer capability north and south. Just as a matter of interest, the north-south ties are much stronger than the interprovincial east-west ties. They are only about half. If you look at it on an interprovincial basis and you add the interprovincial ties from B.C. to Alberta and so forth, it is about 4,000 to 5,000 megawatts.

[Traduction]

augmentations de la charge. Je ne prévois aucun problème pour les Canadiens pour ce qui est de satisfaire à cette demande prévue. Celle-ci n'est que de 3 p. 100. Les services d'utilités publiques canadiens, jusqu'aux années 1960 ou 1970, ont connu des taux de croissance de 7 p. 100. Je pense qu'on possède l'infrastructure nécessaire pour répondre à la demande.

M. Porter: Nous entendons formuler des inquiétudes relatives à l'environnement en ce qui concerne la construction de nouveaux barrages, que ce soit pour l'électricité ou pour d'autres usages. Je viens de l'Ouest du Canada, où il s'agit là d'une question très délicate. Vous avez répondu à quelques-unes des préoccupations que j'ai exprimées.

La carte montre la capacité de transfert vers le sud de chaque province. Dois-je comprendre, au sujet de ces envois, que, s'il est vrai que c'est l'Office qui détermine...? Lorsqu'on examine les licences et la détermination des prix de gros, je sais très bien qu'il peut y avoir passablement de différences entre les provinces en ce qui concerne le prix de détail. Au sujet du prix du gros, entre la Colombie-Britannique et le Québec pour l'exportation au-delà de la frontière internationale, y a-t-il beaucoup de différences? Je parle du prix de la transmission de l'énergie de la Colombie-Britannique, par exemple—c'est là que c'est le plus loin—vers des états du Nord. Y a-t-il beaucoup de différences entre les deux cas?

M. Karas: Il y a passablement de différence. La différence la plus considérable se retrouverait dans l'électricité vendue par l'Hydro Manitoba, par exemple, au Dakota, où cette électricité prend la place d'une autre, obtenue par combustion de charbon. Les prix d'une énergie économique sont donc de 3¢. à 4¢., ou de 2¢. à 3¢. le kilowatt/heure, alors que c'est de l'ordre de 40 millièmes, soit 4¢. le kilowatt/heure, dans le cas de l'énergie qui est transportée vers le marché de la Nouvelle Angleterre, par exemple. Il pourrait donc y avoir une différence de 50 à 60 ou même 70 p. 100 du prix selon les régions pour la même catégorie d'énergie.

M. Porter: Cela est-il aussi le cas des transferts entre provinces, par exemple de la Colombie-Britannique à l'Alberta...?

M. Karas: Les transferts interprovinciaux relèvent des organismes interprovinciaux, et l'Office ne les réglemente pas.

Je signale, à partir de ce graphique particulier, que nous avons une capacité de transfert de 8,000 à 9,000 mégawatts du nord vers le sud. Il est intéressant de noter que les liens nord-sud sont beaucoup plus étroits que les liens interprovinciaux est-ouest. Ceux-ci sont inférieurs de moitié aux premiers. Si l'on examine la situation interprovinciale et qu'on ajoute les liens interprovinciaux de la Colombie-Britannique à l'Alberta et le reste, ou aboutit à quelque 4,000 à 5,000 mégawatts.

[Text]

So definitely electricity flows internationally are larger than the electricity flows interprovincially, for the reason that the American market is a more lucrative market. You are displacing oil. In the Canadian markets you are displacing coal by hydro and so forth, and it is not as lucrative. But also, the Canadian markets are very, very dispersed. In other words, there is a much stronger interconnected linkage north and south between, for instance, B.C. and the Bonneville Power area than between B.C. and Alberta.

Mr. Gagnon: I do not understand why the Americans would be buying our electricity, even though it is cheaper. The reason I say that is I think of the situation you are dealing with with the American utilities. Many of them are publicly held. They are utilities. They make their money on a rate base. The more capital investment, the more money they make. So would they not be better off to go ahead and build an expensive power plant and make more money and soak the consumer than to buy our cheap power?

Mr. Karas: There are two parts to that question. One is that you have to look at the make-up of electricity exports. Presently about 70% to 80% of energy exports are interruptible. What it means is that the Americans have the capacity, but they would rather buy than use their own capacity, because their capacity is oil-fired. So the fact is that their capacity is on the rate base, and what they are doing is trying to optimize the total energy costs to their system. So they have two choices, again: either generate from oil-fired capacity that they have or buy cheaper energy from the Canadians. And this is what they do. Presently about 70% or 75% of that exchange is what we call "economy energy exchange" to benefit the total co-ordinated operations of the system.

There are other exchanges, which are "firm capacity". Then you get into the question of either build or buy. At present Canadian capacity sold to the Americans, except for the one case, the Manitoba Hydro and northern states power deal, is really a replacement of an American unit that would have come in in the early 1990s. This is the commitment either to purchase or to buy.

Other capacity sales have been of two cases, deferment of generation on the American side. . . The Americans, for one reason or, another cannot get the capacity in time on line, so they would like a little piece of firm capacity for only one, two, three, or four years, and this is what we call short-term firm. They have to meet their own reliability criteria, reserve margins, and so forth.

[Translation]

Le transfert d'électricité d'un pays à l'autre est plus important que le transfert d'électricité entre les provinces. C'est que le marché américain est plus lucratif. Il y a alors remplacement du pétrole. Sur les marchés canadiens, on remplace le charbon par l'énergie hydroélectrique et le reste, et ce n'est pas aussi lucratif. Mais il y a aussi que les marchés canadiens sont extrêmement dispersés. En d'autres termes, il existe un lien plus étroit entre le nord et le sud, par exemple entre la Colombie-Britannique et la région servie par *Bonneville Power* qu'entre la Colombie-Britannique et l'Alberta.

M. Gagnon: Je ne comprends pas pourquoi les Américains achètent notre électricité, même si elle est moins cher. Songez à la situation des services d'utilités publiques des États-Unis. Beaucoup appartiennent à l'État. Ce sont des services d'utilités publiques. Ils font des recettes d'après un tarif. Plus il y a d'immobilisations, plus leurs recettes sont élevées. N'auraient-ils pas avantage à construire une centrale coûteuse et à faire plus d'argent en faisant payer la facture aux consommateurs qu'en achetant notre énergie bon marché?

M. Karas: Il y a deux parties à cette question. La première, c'est qu'il faut tenir compte de la composition de l'électricité exportée. À l'heure actuelle, les Américains peuvent se passer d'environ 70 à 80 p. 100 de l'énergie exportée. En d'autres termes, ils possèdent la capacité, mais ils préfèrent acheter plutôt que de l'utiliser, car ils fabriquent leur électricité à partir du pétrole. En réalité, leur capacité se fonde donc sur le tarif, et ils s'efforcent de tirer le maximum de leur système, compte tenu des coûts totaux. Ils ont donc le choix, encore une fois; entre créer de l'électricité à partir du pétrole qu'ils possèdent, ou bien acheter aux Canadiens une énergie meilleur marché. C'est ce qu'ils font. À l'heure actuelle, 70 à 75 p. 100 de cet échange est ce que nous appelons «un échange d'énergie économique» qui profite à l'ensemble des opérations coordonnées du réseau.

Il existe d'autres échanges, où il s'agit de «capacité ferme». C'est là que se pose la question de construire ou d'acheter. Actuellement, la quantité canadienne vendue aux Américains, sauf dans un seul cas, soit la transaction entre l'Hydro Manitoba et les sociétés énergétiques des États du nord, remplace, en réalité, ce qu'aurait produit une installation américaine à partir des années 1990. C'est là que le choix est fait de construire, ou d'acheter.

Les autres ventes de capacité se font pour deux raisons différentes, premièrement on remet à plus tard la construction de centrales du côté américain. . . Pour diverses raisons, les Américains ne peuvent pas se donner à temps la capacité de production dont ils ont besoin; aussi ils aimeraient bien une certaine capacité ferme pour un, deux, trois ou quatre ans, et c'est ce que nous appelons une capacité ferme à court terme. Ils doivent respecter leurs propres critères de sécurité, leurs marges de réserve et le reste.

[Texte]

We feel that in the long-term the Canadians will be getting into these capacity sales, which would defer American units for one of two reasons: the Americans find that they cannot build generation because of environmental problems, so the nuclear option is taken away from them. New England finds it very, very difficult to build coal, and so forth and so on. American utilities may face a strong possibility that, for the short-term, the Canadian option may be the only viable one. These are the rumblings we hear from New England and so forth.

In the Dakotas, it is strictly economics. The Canadian generation of hydro is much more economical than coal-fired generation built in the Dakotas.

Mr. Priddle: I have been struck to read in the trade press, and this may be helpful to the committee's further deliberations, the American utilities management's aversion to building new generation capacity.

There are the siting and environmental problems that Mr. Karas referred to. There is the very unfavourable cost experience, particularly with nuclear energy, and there has been their unfavourable experience in getting regulatory approval for the flow through of cost to ratepayers.

I was reading just this morning a statement by the chairman of a very large group of American utilities, General Public Utilities, which has plants in several states. The chairman was saying that they had no intention of building additional capacity. They would seek to buy from neighbours, or buy electricity generated by what are called "qualifying facilities"; that is, co-generation plants built by industrial energy users. They said that they had a good experience of construction and allowance for cost-recovery purposes of transmission and distribution investment, a very bad experience of generation investment, and they were simply planning, at least for the next 5 to 10 years, to keep off generation investment.

The Chairman: Mr. Priddle, I want to thank you and your officials for appearing at the committee today. I am very sorry that the vote has been called. We certainly find your presentation very interesting. As we move forward into this study of nuclear energy, we will invite you back again. We would like to pursue the questioning further.

We have a meeting here in this room at 6 p.m. with the Atomic Energy Control Board. The meeting is adjourned.

[Traduction]

Nous pensons que, à long terme, les Canadiens vont participer à ces ventes de capacité, qui retarderaient la construction de centrales américaines pour une ou deux raisons: les Américains s'aperçoivent qu'ils ne peuvent pas construire de centrales à cause des problèmes de l'environnement, de sorte que l'option nucléaire leur est enlevée. En Nouvelle-Angleterre, on a énormément de mal à construire des installations fonctionnant au charbon, par exemple. Il est fort possible que, à court terme, les services d'utilités publiques américains trouvent que l'option canadienne est la seule valable. Ce sont des rumeurs qui nous parviennent, de la Nouvelle-Angleterre, notamment.

Dans les États du Dakota, c'est strictement une question économique. L'hydroélectricité canadienne est beaucoup plus économique que l'électricité provenant du charbon que l'on pourrait y produire.

M. Priddle: J'ai été étonné de constater, à la lecture des revues spécialisées—et c'est là un renseignement qui pourrait être utile aux délibérations du Comité—que la direction des services d'utilités publiques des États-Unis hésite à construire de nouvelles centrales.

Il y a les problèmes d'emplacement et les problèmes de l'environnement, dont M. Karas a parlé. Il y a l'expérience très négative des coûts, surtout en ce qui concerne l'énergie nucléaire, et il y a les difficultés que ces services ont eues à faire approuver par les organismes de réglementation le transfert des coûts aux contribuables.

Ce matin même, je lisais une déclaration du président d'un très grand groupe de services d'utilités publiques des États-Unis, *General Public Utilities*, qui possède des usines dans plusieurs États. Il disait qu'ils n'avaient pas l'intention de se donner une capacité additionnelle. Ils allaient s'efforcer d'acheter chez les voisins, ou d'acheter l'électricité produite par ce qu'on appelle les «installations admissibles», c'est-à-dire les centrales érigées en collaboration avec les industries qui ont besoin d'énergie. Selon eux, ils ont bien réussi dans la construction et le recouvrement des coûts lorsqu'il s'agit d'investissements servant à la transmission et à la distribution, mais ils ont très mal réussi dans le cas des investissements servant à la production d'électricité, et ils envisagent tout simplement, du moins pour les cinq à dix prochaines années, d'éviter ces derniers.

La présidente: Monsieur Priddle, je vous remercie, vous et vos collaborateurs, d'être venus témoigner aujourd'hui devant notre comité. Je suis vraiment désolé qu'il y ait eu appel à un vote. Nous avons certes trouvé votre exposé très intéressant. Lorsque nous passerons à l'étude de l'énergie nucléaire, nous vous inviterons à revenir. Nous aimerions vous interroger plus longuement là-dessus.

Nous avons une réunion ici même dans cette salle à 18 heures avec la Commission de contrôle de l'énergie atomique. La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the National Energy Board:

Roland Priddle, Chairman;
Mark Segal, Director, Economics Branch;
Alex Karas, Director, Electric Power Branch.

TÉMOINS

De l'Office national de l'énergie:

Roland Priddle, président;
Mark Segal, directeur, Direction de l'économie;
Alex Karas, directeur, Direction de l'électricité.

40
18
HOUSE OF COMMONS

Issue No. 32

Wednesday, November 18, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 32

Le mercredi 18 novembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the economics of nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'économie de la puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, NOVEMBER 18, 1987

(52)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 6:15 o'clock p.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Member present: Bill Tupper.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Atomic Energy Control Board: René J.A. Lévesque, President; Zigmund Domaratzki, Director General, Directorate of Reactor Regulation; David Smythe, Director General, Directorate of Fuel Cycle and Materials Regulation; John Beare, Director, Regulatory Research Branch; and R.W. Blackburn, Director, Planning and Administration Branch.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

René J.A. Lévesque made a statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 7:47 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 18 NOVEMBRE 1987

(52)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 18 h 15, dans la pièce 371 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Bob Porter, Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: Bill Tupper.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De la Commission de contrôle de l'énergie atomique: René-J.-A. Lévesque, président; Zigmund Domaratzki, directeur général, Direction générale de la réglementation des réacteurs; David Smythe, directeur général, Direction générale de la réglementation des matières nucléaires et des radioéléments; John Beare, directeur, Direction des études normatives; R.W. Blackburn, directeur, Direction de la planification et de l'administration.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

René-J.-A. Lévesque fait une déclaration, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 19 h 47, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité

Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Wednesday, November 18, 1987

• 1815

The Chairman: Order, please. The agenda has been circulated. We have a quorum to hear witnesses. The order of the day is the economics of nuclear power in Canada.

We welcome today witnesses from the Atomic Energy Control Board. Mr. Lévesque, we are very pleased to have you here as witnesses. This is a new study that this committee is embarking upon, and we welcome all the information you can give us.

M. René J.A. Lévesque (président, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Merci beaucoup, madame la présidente.

J'aimerais, en premier lieu, présenter mes collègues: M. Zigmund Domaratzki, directeur général de la réglementation des réacteurs; M. David Smythe, directeur général de la réglementation des matières nucléaires et des radios éléments; M. John Beare, directeur des études normatives; M. Blackburn, directeur de la planification et de l'administration; et M. Paul Hamel, secrétaire de la Commission de contrôle.

Nous tenons à vous remercier de nous avoir invités à nous présenter devant votre Comité, madame, comité qui a pour mandat d'étudier une question qui nous touche de très près et qui de plus est d'une importance considérable pour la population canadienne, tant actuelle que future.

Votre Comité est sans doute au courant des activités de la Commission de contrôle de l'énergie atomique; je ne m'étendrai pas trop longtemps sur le sujet. Mes collègues et moi serons heureux de répondre à toutes vos questions.

J'occupe mon poste depuis très peu de temps, depuis le 1^{er} septembre. C'est la première fois que je fais partie de la Fonction publique fédérale. J'étais dans le milieu académique précédemment. Il est possible que mon point de vue soit un peu teinté par mes antécédents universitaires. Je vous demande donc d'en tenir compte s'il vous semble trop évident à certains moments.

La Loi de 1946 qui a créé la Commission de contrôle de l'énergie atomique précise assez clairement le rôle que celle-ci doit jouer. Les pouvoirs que la loi donne à la commission sont suffisamment vastes qu'ils ont permis d'assurer depuis 40 ans l'exploitation sûre de l'énergie nucléaire et la protection du public contre toute exposition anormale aux rayonnements ionisants.

La Commission est un tribunal administratif composé de cinq membres nommés par le Gouverneur général en conseil. Ce sont le président, moi-même, qui agit aussi à titre de premier dirigeant de l'organisme; le président du Conseil national de recherches, M. Kerwin qui est aussi

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mercredi 18 novembre 1987

La présidente: La séance est ouverte. Vous avez reçu copie de l'ordre du jour. Nous avons le quorum pour entendre les témoins. L'ordre du jour porte sur l'économique de la puissance nucléaire au Canada.

Nous souhaitons aujourd'hui la bienvenue aux représentants de la Commission de contrôle de l'Énergie atomique. Monsieur Lévesque, nous sommes ravis de vous avoir pour témoin. Il s'agit d'une nouvelle étude pour le Comité et nous serions reconnaissants de toute information reçue.

Mr. René J.A. Lévesque (Chairman, Atomic Energy Control Board): Thank you very much, Madam Chairman.

First of all I would like to introduce my colleagues: Mr. Zigmund Domaratzki, Director General of Reactor Regulation; Mr. David Smythe, Director General of Fuel Cycle and Materials Regulations; Mr. John Beare, Director of Regulatory Research; Mr. Blackburn, Director of Planning and Administration and Mr. Paul Hamel, Secretary to the Board.

We would like to thank you, Madam, for the invitation to appear before your committee whose mandate is to study a question which touches us very closely and which is of the utmost importance to the Canadian community, current and future.

Since your committee is most certainly aware of the activities of the Atomic Energy Control Board, I will not dwell on the subject. My colleagues and I will be happy to reply to any of your questions.

I have only recently been appointed to my position and I am a freshman in the Federal Public Service. It is quite possible that my point of view may be somewhat biased by my past academic record and I ask you to bear that in mind should it become too obvious at times.

The 1946 Act which established the AECB defines the role the Board has to play in fairly clear terms. The powers granted to the AECB by Act are extensive enough that they have enabled it for the past 40 odd years to ensure the safe exploitation of nuclear energy and the protection of the public against any abnormal exposure to ionizing radiation.

The AECB is an administrative tribunal composed of five members appointed by the Governor-in-Council. There are: The President, in other words, myself, who acts as senior manager of the organization; The President of National Research Council, who is a member ex-officio,

[Texte]

membre d'office ainsi que trois autres membres choisis dans la collectivité. Ces trois membres sont normalement des scientifiques ou des ingénieurs de disciplines différentes et qui occupent divers postes dans la vie. Ils représentent les vues de la population canadienne et non de groupes en particulier. Ce sont des personnes qui, par leur formation scientifique, sont en mesure d'apprécier les dossiers hautement techniques sur lesquels ils doivent se prononcer.

La CCEA a la responsabilité d'assurer que toute utilisation de l'énergie atomique, que ce soit pour la production d'électricité qui touche votre mandat, pour la recherche, pour des applications médicales ou industrielles telles les radiations des aliments dont il est fort question à l'heure actuelle ou pour toute autre application, la CCEA a la responsabilité, disais-je, d'assurer que ces utilisations soient faites en protégeant au maximum les travailleurs et le grand public. Elle s'acquitte de son mandat, comme nous le verrons plus tard, en émettant les permis.

Les gouvernements, aussi bien que les populations, reconnaissent la nécessité de réglementer le secteur nucléaire. Les risques pour la santé et la sécurité du public que présentent ces techniques sont trop élevés et trop universels pour ne pas que des mesures préventives soient instaurées. Il faut éviter que la population soit exposée inutilement aux effets des rayonnements.

Le coût de la réglementation est une partie intégrante du coût du nucléaire. Quoique, comme nous le montrerons plus tard, cette partie ne représente qu'une petite fraction du coût de l'électricité. Les coûts directs de cette réglementation sont clairs, ce sont les coûts de fonctionnement de notre organisme.

• 1820

Les cousins directs, c'est-à-dire les coûts que notre réglementation impose au secteur nucléaire ne sont pas aussi faciles à déterminer. Nous sommes, par contre, convaincus qu'ils ne sont pas très élevés et qu'ils demeurent certainement justifiables.

La CCEA a été accusée dans le passé de ne pas être suffisamment transparente et ouverte. En particulier, le rapport Nielson a soulevé cette question.

Nous nous penchons donc sur ce dossier et étudions les moyens qui nous permettraient d'être plus transparents, plus visibles, plus ouverts. Des réunions publiques peuvent paraître à plusieurs comme une méthode utile d'atteindre cet objectif. Malheureusement, une telle méthode exige des membres de la Commission qu'ils soient très disponibles, ce qui souvent est une contrainte insurmontable, compte tenu du fait qu'ils doivent aussi vaquer à leurs occupations régulières.

Après ces quelques remarques préliminaires, vous nous permettez de présenter notre dossier en utilisant l'audiovisuel.

When the Atomic Energy Control Board was created in 1946, there were about three persons at the time. Of

[Traduction]

and three other members chosen from the community at large. These three members are usually scientists or engineers of various disciplines, who hold diverse positions in life. They represent the views of the Canadian public and not of special groups in particular. Thanks to their scientific background, these people are able to judge the highly technical questions which they have to address.

The AECB is responsible for ensuring the safe use of nuclear energy, whether it be for the generation of electricity which this Committee is concerned; for research; for medical or industrial applications, such as food irradiation which is widely discussed these days or for any other application. Safe useage means ensuring that all these applications are pursued while the workers and the general public are protected as much as possible. The AECB fulfills its mandate, as we shall see later on, by issuing licences.

Governments as well as people recognize the need for regulating the nuclear industry. Risk to the health and security of the public due to nuclear technology are too high and too universal not to foster the implementation of preventive measures. The population must not be exposed unnecessarily to the effects of radiation.

The cost of this regulation is an integral part of the cost of nuclear operations, although, as we shall see further, this part represents only a small fraction of the cost of electricity. Direct cost of regulations are clear—they are the operating cost of the AECB.

The indirect costs, that is the costs that the regulatory control imposes on the industry, are not as easy to determine. We are convinced, nonetheless, that they are not too high and that they are certainly justifiable.

The AECB has been accused in the past of not being transparent and open enough. The Nielson report, especially, addressed this question.

We are examining it too and are looking for ways which would enable us to become more transparent, more open and much more visible. Incidentally, although public meetings may seem a useful means to achieve this goal, they would require the increased ability of board members often faced with very difficult constraints, due to the fact that they have to attend to their regular, full-time work.

Following these opening remarks, please allow us to present our report with the help of some audio-visual aids.

Lorsque la Commission de contrôle de l'énergie atomique a été créée en 1946, il y avait trois employés à

[Text]

the three, there are very few left. There was a small increase around 1960 or 1961, when Dr. Lawrence, who was the first full-time president of the AECB, took office. I regret to say that Dr. Lawrence died last week. He was a very capable and a very influential person in the field of nuclear energy. Mr. Hamel is one of the few left; he is the only other person who is left from that period.

Today we are up to 272 people. There are a few points worth noting here about the growth. In 1971 there were 38 people when Pickering started operating. In 1976 we were up to 116 when Bruce started up. At that time, there was a total of 11 operating reactors. Today, in 1987, with 272 people, there are 18 operating reactors, 4 under construction and 3 being decommissioned. Since 60% of our budget is for salaries, the budget of the commission is now a little bit over \$24 million.

The nuclear fuel cycle is what really concerns us in this committee. The mining of uranium, uranium refining and conversion, fuel fabrication, heavy water production, nuclear power reactors, waste management, right up to decommissioning are all aspects under the responsibility of the Atomic Energy Control Board for the control and the safety of the operations.

Regarding the allocation of resources, we have between \$24 million and \$25 million and 270 person-years. A large part of this goes for the nuclear fuel cycle, taking 177 person-years and \$15.5 million of \$25 million. Another 20% goes for radioisotope controls used in industry, in medicine, in the research lab, in the universities; we spend about \$4.7 million on radioisotopes, not only for radioisotopes, but also for accelerators and research facilities and other aspects. I would like to point out here that with respect to radioisotopes, we are trying to prevent what happened in Brazil in the last few months, if you are familiar with what happened there and the very bad irradiation some people had. It is the type of population and the events we are trying to prevent. Reactor regulation is about half the nuclear fuel cycle cost.

• 1825

The next transparency is about our regulatory control and the procedures we use. It is pretty much the same, whichever facility we regulate. We specify some safety requirements. In the case of reactors we specify the acceptable radiation exposure level for a wide range of accidents. This is the basic start we give the industry or those who are interested in constructing.

When the licensee applies for a photo licence, he has to demonstrate how he will achieve the high level of safety we require. This is not a simple task in the case of

[Translation]

l'époque. Des trois, il n'en reste guère. Il y a eu une légère augmentation vers 1960 ou 1961, lorsque le professeur Lawrence, qui a été le premier président à plein temps de la CCEA, est entré en fonction. Je suis désolé de vous apprendre qu'il est mort la semaine dernière. C'était un homme très capable et très compétent dans le domaine de l'énergie nucléaire. M. Hamel est un des rares survivants il est le seul, en fait, qui remonte à cette période.

Aujourd'hui, nous sommes 272. Il y a quelques éléments susceptibles d'être soulignés quand nous parlons de notre croissance. En 1971, il y avait 38 employés lorsque l'on a lancé Pickering. En 1976, lorsque Bruce est entré en activité, nous étions passés à 116. A l'époque, nous avions 11 réacteurs en activité. Aujourd'hui, en 1987, avec 272 employés, nous avons 18 réacteurs en activité, 4 en voie de construction et 3 en voie de désaffectation. Étant donné que 60 p. 100 de notre budget représente les salaires, notre budget dépasse légèrement les 24 millions de dollars.

Les matières nucléaires sont le sujet qui intéresse votre Comité. L'exploitation de l'uranium, le raffinage et la conversion du minerai, la fabrication du combustible, la production d'eau lourde, les réacteurs nucléaires, la gestion des déchets, jusqu'à la désaffectation, voilà tous des aspects qui relèvent de la Commission de contrôle de l'énergie atomique qui assure la sécurité des activités.

Quant à l'allocation des ressources, nous avons un budget de 24 et 25 millions de dollars et 270 années-personnes. Une bonne partie de ces ressources sont consacrées aux matières nucléaires, soit 177 années-personnes et 15,5 millions sur les 25 millions. 20 p. 100 sont consacrés au contrôle de radioisotopes utilisés dans l'industrie, en médecine, dans les laboratoires de recherche, dans les universités; nous consacrons environ 4,7 millions de dollars aux radioisotopes, ainsi qu'aux accélérateurs et aux installations de recherche, entre autres. J'aimerais vous faire remarquer qu'en ce qui a trait aux radioisotopes, nous essayons d'éviter le genre d'incident qui s'est produit il y a quelques mois au Brésil, si vous êtes au courant, et les rayonnements fort graves qui ont affecté certaines personnes. C'est justement le genre de choses que l'on essaie d'éviter. La réglementation des réacteurs coûte moitié moins cher que la réglementation des matières nucléaires.

Dans la diapositive suivante, vous avez une illustration des modes de contrôle utilisés. Ce sont à peu près les mêmes méthodes qui sont utilisées, quel que soit le cas. Nous précisons les normes de sécurité. Dans le cas des réacteurs, nous indiquons le niveau d'exposition acceptable de rayonnement pour tout un éventail d'incidents. Ce sont là des éléments fondamentaux pour ceux qui s'intéressent à la construction des réacteurs nucléaires.

Quand le détenteur de licence faisant une demande de licence photographique, il doit prouver qu'il peut respecter les hautes normes de sécurité que nous

[Texte]

reactors. The information is quite thick. As my colleague, Mr. Domaratzki, said, it is 15 feet high. There are piles of documents that have to be furnished on every aspect of construction.

Our staff has to analyse the information and all the data is reviewed by our staff. In a few cases we hire consultants, either when we do not possess the expertise or when we feel we need some extra expertise for a particular photo study. Once this study is finished, the staff makes a recommendation to the board. The board is the final authority to give or refuse the licence. The document is available to the public, as is the information in support of the licence. The board decides.

I would like to underline that the licence is not given for life. It is a continuous process throughout the life cycle of the plant and is normally given for two years. Once they have a licence the owners of the facilities are not completely free from us.

In the case of reactors, because it is so important and such a complex system, we have a certain number of inspectors on site. They are engineers or scientists who have in-depth knowledge of the plant and of safety analysis. The inspectors are at the plant five days a week and are in constant touch with the operating staff. At other plants where there is heavy water or fuel fabrication we do not have permanent inspectors; inspectors from Ottawa visit regularly.

We have to make sure the licensee complies with the conditions of the licence, which might be quite elaborate. We try to persuade the licensees to comply with the requirements and we provide them with guides on certain topics to inform them of certain regulatory requirements. We can assist them in complying. An example is improvement in the training program. We take all kinds of measures to make sure the licensee complies with the licence.

• 1830

If for some reason or other the licensee does not comply, we have to deal with that non-compliance. The law allows us to take all kinds of measures. We will first require correction to behaviour or to a situation we detect that might be dangerous. If nothing is done we will give a warning. People might want to meet the board. The board itself will agree to meet some of the licensees in case they have some explanation or reason for not complying completely.

If it becomes necessary, then the board can amend the licence, suspend it, or even revoke it. In the final instance, we can even prosecute. The Atomic Energy

[Traduction]

imposons. Dans le cas des réacteurs, la tâche n'est pas simple. Les informations sont assez volumineuses. Comme l'a dit mon collègue, M. Domaratzki, cela peut monter jusqu'à 15 pi. de haut. Toutes sortes de documents doivent être fournis sur chaque phase de la construction.

Notre personnel doit analyser les informations et les données sont revues par notre personnel. Dans certains cas, nous engageons des experts-conseils, si nous n'avons pas l'expérience voulue ou si nous pensons qu'une expérience particulière est exigée pour une étude photographique particulière. Une fois l'étude terminée, notre personnel présente une recommandation à la commission. C'est la recommandation qui en dernier lieu accorde la licence ou la refuse. Il s'agit là d'un document public, tout comme les informations qui appuient la demande. C'est la commission qui tranche.

J'aimerais préciser que cette licence n'est pas donnée à vie. C'est un processus continu pendant la durée utile de l'usine et normalement la licence est accordée pour une période de deux ans. Ce qui ne veut pas dire que nous perdons de vue ceux à qui la licence a été accordée.

Dans les cas des réacteurs, vu l'importance et la complexité du système, nous avons un certain nombre d'inspecteurs sur les lieux. Il s'agit d'ingénieurs ou de scientifiques qui ont une connaissance approfondie de l'usine et de l'analyse de la sécurité. Les inspecteurs sont présents dans la centrale cinq jours par semaine et sont en contact constant avec le personnel exploitant. Dans d'autres centrales où l'on produit de l'eau lourde, où l'on fabrique du combustible, nous n'avons pas d'inspecteur permanent mais des inspecteurs d'Ottawa se rendent sur les lieux régulièrement.

Nous devons nous assurer que le détenteur de licence respecte les conditions de sa licence, qui sont parfois très complexes. Nous essayons de persuader les gens de respecter les conditions imposées et nous leur fournissons certaines lignes directrices sur certains sujets pour qu'ils connaissent les exigences imposées. Nous leur facilitons l'application du règlement. Par exemple, nous améliorons le programme de formation. Nous prenons toutes sortes de mesures pour être certains que le détenteur de licence respecte les conditions imposées.

Si pour une raison ou une autre le détenteur de licence ne remplit pas les conditions voulues, nous devons intervenir. La loi nous autorise à prendre toutes sortes de mesures. Tout d'abord, nous demandons des mesures de redressement lorsque la situation risque d'être dangereuse. Si rien n'est fait, le détenteur de licence reçoit un avertissement. S'il veut avoir accès à la commission, la commission accepte de le rencontrer au cas où la personne a des explications à fournir ou est en mesure de justifier la non-conformité.

Le cas échéant, la commission peut amender la licence, la suspendre, voire même la révoquer. En dernier ressort, nous pouvons même entamer des poursuites. La loi

[Text]

Control Act gives us all the means and gives us sufficient power to really control the situation. We have all these means at our disposal to make sure that the facilities are used and that the public is protected.

We also reassess continuously. Just because we have assessed the request for a licence once, we cannot just sit and say the licence has been given. We go to reassess every time, taking into account new research information, new reappraisal experience and we check these against the original safety analysis. If necessary, we can and we do require a change in the design or the operation, even during the two-year period of the licence. If we feel it is necessary, we will require these changes.

In addition to more routine reassessments like the one I have just been talking about, there are special events that prompt reassessments. An example is the failure of the pressure tube at Pickering in 1983. Another one everybody is very familiar with is the catastrophic event at Chernobyl, which prompted our reassessment and report. We reported to the Minister; there was an AECB report under Chernobyl, which allowed us to say that there were really no serious changes in the way we were regulating that became apparent because of Chernobyl.

Also we sometimes have to answer to some special investigation, like the Hare commission in Ontario, which was appointed by Premier Peterson, or the review of the Pickering operation by an international team called OSART under the auspices of the International Atomic Energy Agency.

I will now turn to the cost of regulation and distinguish between the direct cost and the indirect cost. As I mentioned before, the direct cost is the cost of the AECB, which is \$15.5 million for the nuclear fuel cycle. In relative terms this is not very much. The money we spend on regulating uranium mining is equivalent to 5¢ to 15¢ a pound of uranium produced. When you think that the cost of uranium is somewhere between \$20 and \$30 a pound, 5¢ to 15¢ is not very much to make sure that the people and the workers are protected.

A large fraction of this \$15.5 million is spent on regulating powers for reactors in Ontario. If added to the cost of electricity in Ontario, it would represent an increase of less than 0.3% in the price of the electricity in Ontario. This would amount to about \$2 per year to the typical cost of an Ontario homeowner's electrical bill. Right now it is not paid by Ontario; the direct cost is paid by the federal government.

When you get to the indirect cost, this is the cost that results from our impact on the industry. We exist, we set up regulations, the industry follows these regulations and

[Translation]

relative à la Commission de contrôle de l'énergie atomique nous donne suffisamment de pouvoirs pour tenir la situation bien en main. Nous avons donc toutes sortes de moyens à notre disposition pour nous assurer que les installations sont utilisées de façon adéquate et que le public est protégé.

Nous faisons également des réévaluations continues. Ce n'est pas parce que nous avons évalué la demande une fois que l'on peut se reposer et qu'il n'est plus question de rien faire. Il faut toujours réévaluer la licence en tenant compte de nouvelles informations en matière de recherche, de nouvelles expériences et l'on fait des comparaisons avec l'analyse de sécurité originale. Le cas échéant, nous pouvons insister pour un changement de dessin ou un changement de méthode d'exploitation, alors même que la licence est encore en vigueur. Nous pouvons imposer des changements si nous le jugeons nécessaire.

A part la réévaluation de type routinier, comme celle que je viens de mentionner, dans certains cas des évaluations doivent être faites rapidement. Par exemple lors de l'incident de Pickering en 1983. Un autre cas que tout le monde connaît bien c'est l'événement catastrophique qui s'est déroulé à Chernobyl, et qui nous a conduit à faire une nouvelle réévaluation et présenter un rapport au ministre; il y a donc eu un rapport de la CCEA relatif à Chernobyl, ce qui nous a permis de conclure qu'il n'y avait pas vraiment besoin de modifier radicalement notre façon de procéder à cause de Chernobyl.

Nous faisons parfois l'objet d'une enquête spéciale par exemple comme celle de la Commission Hare en Ontario, qui avait été nommée par le premier ministre Peterson, où l'étude des activités de Pickering par l'équipe internationale OSART sous les auspices de la International Atomic Energy Agency.

Je passerai maintenant au coût de la réglementation et je ferai la différence entre les coûts directs et les coûts indirects. Comme je l'ai mentionné tout à l'heure, les coûts directs sont les coûts d'exploitation de la CCEA, qui représentent 15,5 millions de dollars pour la réglementation des matières nucléaires. En termes relatifs, ce n'est pas énorme. L'argent consacré à la réglementation de l'exploitation de l'uranium représente de 5c. à 15c. la livre d'uranium produite. Étant donné que l'uranium se vend de 20\$ à 30\$ la livre, 5c. à 15c. n'est pas un gros pourcentage simplement pour assurer la sécurité des gens et des travailleurs.

Une bonne partie de ce 15,5 millions de dollars est consacrée à la réglementation des réacteurs en Ontario. Si vous greffez ce coût sur le coût de l'électricité en Ontario, cela représente près d'une augmentation de moins 0,3 p. 100 du prix de l'électricité en Ontario, soit 2\$ par année pour le consommateur moyen de cette province. À l'heure actuelle, ce n'est pas l'Ontario qui paie mais le gouvernement fédéral.

Quant aux coûts indirects, ce sont les coûts que nous imposons à l'industrie. Parce que nous adoptons des règlements, et que l'industrie doit les suivre, cela

[Texte]

as a result there is an extra cost that they have to bear to make sure the reactors satisfy our requirements. The only scientific study ever conducted of the amount of the indirect cost was done in 1980. It was funded by us, and was performed by SECOR.

• 1835

It might seem simple to say that the industry can identify what their cost is and what they have had to add because we were there. But when you talk with the industry, they tell you that such and such a thing we could do it anyway because we are prudent operators, we want to make sure the public is protected. So it is hard to say it is because we have imposed certain regulations or because the industry by itself would do it even without the AECS. So there is part of the cost.

If you show the other slide, part of the costs you have there are costs industry has to bear, which is capital and operating costs, and this is just to build and operate the reactor. This plus the marginal costs, the line between these two is not very clear. It should be a fuzzy line. But the SECOR study gave us some numbers and we used those. This is what was identified as a prudent-operator cost. The rest is the marginal cost the prudent operator would not put there but he has to put it there because we request it. If I underline this point, it is because when you talk to the industry they sometimes say "you cost us a fortune", and other times they say "these are things we would do anyway". This aspect will appear when we talk about C-83, our new regulation, in a few minutes.

To come back to the conclusion of the SECOR study, for nuclear power plants the AECS increases the capital cost by 3.6% and the operating cost by 4.4%. This is what they admit we cost them, and that is extra to what a prudent operator would do. There is an increase in cost of electrical power by about 5% total, which is \$14.1 per megawatt to \$14.8 per megawatt hour. The fraction is small, but in absolute dollars it is a large sum. I should say that we did not include in this evaluation waste management and decommissioning. This is just operating and capital costs.

I would like to say a few words about the impact of the new regulation, C-83, which is a new regulation that is under study right now. We started a socio-economic impact study, and we hired a contractor to collect and analyse the data coming from the industry. The clients react and say how much it will cost them. In this reaction to the socio-economic impact study, the industry grossly exaggerated the impact. I will give an example. The new regulation requires that before a few of the major components can be fabricated, AECS design approval is required. We have to give approval to the design of a few

[Traduction]

représente des frais supplémentaires qu'ils doivent assumer pour assurer que les réacteurs correspondent aux normes de sécurité. La seule étude scientifique qui ait été faite sur ces coûts indirects a été réalisée en 1980, sous l'égide de SECOR et c'est nous qui l'avons financée.

Il peut sembler assez simple de dire que l'industrie n'a qu'à calculer ses coûts et à préciser ceux qui nous sont imputables. Mais les représentants de l'industrie vous diront eux-mêmes que, dans bien des cas, ils auraient pris des mesures de toute façon car, en tant qu'exploitants responsables, ils tiennent à protéger la population. Il est donc difficile de dire si les règlements sont en cause ou si l'industrie aurait agi de la même manière sans la présence de la CCEA. Voilà donc une partie des coûts.

Si l'on passe à l'autre diapositive, on peut voir certains des coûts que l'industrie doit assumer, en investissements et en frais d'exploitation, uniquement pour construire et exploiter le réacteur. Il faut y ajouter les coûts marginaux mais la ligne de démarcation entre ces deux postes n'est pas très claire. Cette ligne devrait être floue. L'étude de ce cas nous a livré des chiffres et ce sont ceux que nous avons utilisés. Il est précisé que ces coûts s'appliquent à un exploitant prudent. On voit ici les coûts marginaux que cet exploitant prudent n'aurait pas comptabilisés de la sorte mais qui a dû se soumettre à notre demande. Si j'insiste sur ce point, c'est que les porte-parole tantôt déclarent qu'"on leur coûte une fortune" et tantôt qu'"ils auraient pris ces mesures de toute façon". Nous reviendrons sur cette question dans quelques minutes à propos de notre nouveau règlement C-83.

Revenons pour l'instant à la conclusion de l'étude de ce cas, où il est affirmé que la CCEA a pour effet d'accroître le coût d'investissement des centrales nucléaires de 3,6 p. 100 et les frais d'exploitation de 4,4 p. 100. Ce sont là les chiffres que les exploitants eux-mêmes reconnaissent et qui s'ajoutent à ceux auxquels consentiraient l'exploitant prudent. Le coût de l'électricité s'en trouve augmenté d'environ 5 p. 100 au total, soit de 14,1 dollars à 14,8 dollars le mégawatt/heure. Le pourcentage, sans être élevé, n'en représente pas moins une somme considérable. Il me faut préciser que nous n'avons pas inclus dans cette évaluation, les coûts de la gestion des déchets et de la désaffectation des installations. On ne voit ici que les frais d'exploitation et d'immobilisations.

Je voudrais ajouter quelques remarques au sujet des répercussions du nouveau règlement, C-83, qui est à l'étude actuellement. Nous avons entrepris une étude d'incidence socio-économique et nous avons retenu les services d'un expert-conseil pour réunir et analyser les données provenant de l'industrie. Or, celle-ci s'est plaint de ce qu'il lui en coûte, mais cette réaction est nettement exagérée. Je vais vous donner un exemple. Le nouveau règlement exige qu'avant la fabrication de certaines pièces importantes, les plans soient approuvés par la CCEA. Or, Hydro-Ontario a décrété, de façon tout

[Text]

of these major components. Now, Ontario Hydro arbitrarily assumed this would delay the construction of the next four unit plants by 15 months at a cost of \$438 million. In their estimates they ignored the fact that such approval is currently required and that if one foresees such delays one can normally accommodate it in the design. If you know in advance you have to do that, then you plan. It is not something that happens at the end. You do all your planning this way.

We will demonstrate that what we do now is pretty much equivalent. Although it was not written, we are writing it down. That does not add cost. Many of the things we do now we are writing into the regulation. They are conceived by the industry as adding to the cost, which in fact they are not. This is not to say that the impact of C-83 is not real. There is a real impact, but it is not as big as some people might think.

One question often asked is how much regulation is enough? How safe is safe enough for a reactor? Are we going far enough? Are we going too far? Are we just about right? That is a question we have to ask ourselves and we are continuously asking ourselves. Unfortunately, there are no absolute indicators. The review of the Chernobyl accident, as I mentioned earlier, showed no major oversight in the Canadian approach but did enforce the stringent requirements of the AECB; that is, first-class shut-down system, first-class containment, high-quality procedures and training of operators. In very many cases the training of the operator is the crucial element.

• 1840

The review of safety of reactors in Ontario by the select committee of the Ontario Legislature in 1979-80 concluded the AECB should not relax any standards. The Hare review will soon table its conclusion. We expect it in February 1988. The study of Pickering by the international experts of the International Atomic Energy Agency suggested the AECB should demand more in refresher training. They said that the training of the operators was very good but that there was some lack in refresher training. We have to keep them always at the top level, not let them slide into less activity.

Dr. Ahearne, ex-president of the U.S. NRC, who was hired by the Hare review to make a comparison of the U.S. and the Canadian control systems, concluded that we have stretched much too thin. This is not because we are all skinny here; it is because we feel we do not have

[Translation]

à fait arbitraire, que ces formalités retarderaient de 15 mois la construction des quatre nouvelles centrales, ce qui lui coûterait 438 millions de dollars. Ces estimations ne tiennent pas compte toutefois du fait que les approbations sont déjà nécessaires sous le régime actuel et qu'il devrait être possible d'inclure ces formalités dans la planification. Si l'on sait d'avance à quoi il faut s'attendre, il faut établir les échéanciers en conséquence. Autrement, c'est faire preuve d'irresponsabilité.

Nous allons faire la preuve que le nouveau règlement ne change rien dans les faits. Nous ne faisons que constater dans un document des pratiques en usage. Les coûts ne seront pas supérieurs. Ce que nous faisons maintenant sera désormais consigné sous forme de règlement. Mais l'industrie a l'impression qu'elle devra assumer des frais supplémentaires. Ce n'est pas le cas. Il ne faut pas croire pour autant que le règlement C-83 n'aura pas d'incidence, car les incidences sont bien réelles. Mais elles ne sont pas aussi importantes que certains le croient.

On se demande souvent jusqu'où il faut aller en matière de réglementation, à quel niveau il faut fixer la barre de la sécurité d'un réacteur, si nous allons assez loin, si nous exagérons. Nos interventions sont-elles bien dosées? C'est là une question qu'il nous faut nous poser à nous-mêmes et nous ne cessons de nous interroger à cet égard. Malheureusement, il n'existe pas de critères absolus. L'étude de l'accident de Chernobyl, comme je le disais tout à l'heure, n'a pas eu pour effet de mettre en évidence de graves lacunes dans les méthodes canadiennes, mais il a quand même renforcé les strictes exigences de la CCEA pour veiller à ce que les systèmes d'arrêt, les systèmes de confinement, les procédures opérationnelles et la formation des exploitants soient d'une qualité à toute épreuve. Bien souvent, la formation de l'exploitant est cruciale.

L'examen de la sécurité des réacteurs en Ontario, mené par un comité de l'assemblée législative de l'Ontario en 1979-1980, en arrivait à la conclusion que la CCEA ne devait nullement relâcher sa vigilance. Le groupe de travail Hare déposera bientôt son rapport, que nous attendons en février 1988. Dans l'étude de Pickering effectuée par les spécialistes internationaux de l'Agence internationale de l'énergie atomique, il était recommandé que la CCEA exige davantage de cours de perfectionnement. Les auteurs jugeaient excellente la formation des opérateurs mais pensaient qu'il convenait d'offrir plus régulièrement des cours de perfectionnement. Il faut en effet garder constamment l'exploitant sur le qui vive, et ne pas le laisser s'enliser dans la routine.

M. Ahearne, ancien président du Conseil national de recherche des États-Unis, auquel le groupe de travail Hare a fait appel pour une comparaison entre les systèmes de contrôle américain et canadien, a conclu que nous regardions trop à la dépense. Ce n'est évidemment pas

[Texte]

enough resources to... Well, we have enough resources and we do a very good job, we feel; but there are some things we are not doing that we should be doing, and this is one of the points. For example, we have one-quarter the number of persons per reactor that are employed in the U.S. It is over 1,100 in the U.S. and 272 here. We have a research budget of \$3 million; the U.S. NRC has a research budget of \$110 million. So you can see the difference. Add to that the fact that CANDU is a unique reactor; it is in Canada. It is not the case with the light-water reactor, the boiling water reactor. They have some in other countries; France and Germany have other types of these and they do research too. So AECL does research. The AECL and Ontario Hydro might be doing something, but the research for regulating, for controlling the industry has to be done by us, and \$3 million is a very small amount.

In conclusion, we are not going too far. Our impact is relatively small, and we are convinced our cost is justified, because we must keep the probability of a catastrophic accident very low.

If you permit, Madam Chairman, my colleagues can answer some of the questions members might ask.

The Chairman: Thank you very much, Dr. Lévesque. On behalf of the committee, I want to express our deepest sympathy over the loss of Dr. Lawrence. I was not aware that he had passed away last week.

Can you review the costs? You mentioned that \$15.5 million was direct administrative costs and indirect costs were funded by the industry, I think you said through their capital and operating costs. Is that passed on to the consumer, or have I misunderstood you?

Mr. Lévesque: It is part of the cost of electricity. I mean that it is passed on when they build a reactor. Maybe Mr. Domaratzki could answer the question, since he is the director of reactor regulation and he really has all the information at the tips of his fingers.

Mr. Zigmund Domaratzki (Director General, Directorate of Reactor Regulation, Atomic Energy Control Board): It is shown in that slide. The capital and operating costs are the costs a utility like Ontario Hydro would have to pay for the plant regardless of whether there was any need to ensure the safety of workers or the public.

• 1845

The prudent operator costs and the marginal costs of regulation are safety costs associated with protection

[Traduction]

pour des raisons de pingrerie, mais nous manquons de ressources. Nous avons l'impression de nous débrouiller fort bien avec les ressources que nous avons, mais certains aspects doivent forcément être négligés. Par exemple, nos effectifs ne sont que le quart de ceux des Américains si on les calcule au nombre de personnes employées par réacteur. Ce nombre s'élève à 1,100 aux États-Unis et à 272 au Canada. Notre budget de recherche n'est guère que de 3 millions de dollars tandis que les Américains disposent d'un budget de 110 millions de dollars. L'écart est énorme. Ajoutons à cela que le CANDU canadien est unique en son genre, ce qui n'est pas le cas des réacteurs à eau légère ou à eau bouillante. Ces derniers existent également dans d'autres pays, comme la France et l'Allemagne qui, eux aussi, ont mis en place des programmes de recherche. Certes, EACL et Hydro-Ontario se livre également à des activités de recherche, mais les travaux normatifs destinés au contrôle de l'industrie sont notre responsabilité et nous ne disposons que d'un budget de 3 millions de dollars.

En conclusion, nous pouvons dire que nous n'allons pas trop loin. Les répercussions financières de notre réglementation demeurent modestes et nous sommes convaincus que nos coûts sont justifiés, car il importe de réduire au minimum les risques d'accident catastrophique.

Si vous le permettez, madame la présidente, mes collègues répondront aux questions que voudront bien leur poser les membres.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Lévesque. Au nom du Comité, je tiens à présenter toutes mes condoléances à l'occasion du décès de M. Lawrence. Je ne savais pas qu'il nous avait quittés la semaine dernière.

Peut-on revenir aux coûts? Vous avez mentionné 15,5 millions de dollars pour les coûts administratifs directs et les coûts indirects financés par l'industrie, au chapitre des frais d'immobilisations et d'exploitation, si j'ai bien compris. Ces coûts sont-ils répercutés sur le consommateur, ou ai-je mal interprété?

M. Lévesque: Ces coûts font partie du prix de l'électricité. Ils sont répercutés au moment de la construction d'un réacteur. M. Domaratzki pourrait peut-être répondre à cette question, puisqu'il est le directeur de l'autorisation des réacteurs et qu'il connaît tous ces chiffres par coeur.

M. Zigmund Domaratzki (directeur général des Autorisations des réacteurs, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Les chiffres sont précisés sur cette diapositive. Les frais d'immobilisations et d'exploitation sont ceux qu'une entreprise de services publics comme Hydro-Ontario devrait assumer pour ses centrales, indépendamment de la question de la sécurité des ouvriers ou du public.

Ce qu'il en coûte pour une exploitation prudente et les frais marginaux associés à la réglementation constituent le

[Text]

against radiation. All those costs together form the total cost of electricity produced at a nuclear power plant. In 1980 figures the height of that total line would be \$14.80 per megawatt hour. Our contribution is about 5% of the total. All those costs are borne by the utility and the user of electricity.

The Chairman: Your budget is about \$25 million. How much do the feds support you versus the indirect cost coming through the industry from the consumer?

Mr. Domaratzki: The 15.5 million our budget represents to regulate the utilities is all paid by the taxpayer of Canada. None of it comes from the utilities. We call it the direct cost versus the indirect cost.

Mr. Gagnon: Gentlemen, thank you for appearing tonight. Is there any scope for cost recovery of the \$25 million with the PPR regulating?

Mr. Lévesque: Mr. Blackburn has been involved with the question of cost recovery. He can answer your question.

Mr. R.W. Blackburn (Director, Planning and Administration Branch, Atomic Energy Control Board): A similar question was asked when we appeared before this committee in May. I reported at the time that we have undertaken a feasibility study for cost recovery at the suggestion of Treasury Board. We have completed the first phase of that study. Because it is a feasibility study, we are looking at total cost recovery. The conclusion at this stage is that it may be feasible. One of the big issues to overcome is the legislative basis for recovering costs. If Treasury Board agrees, we are hoping to go forward with the next phase.

Mr. Gagnon: That is good news.

You have a \$75 million basic insurance coverage. Is this the same for a one-unit plant such as Point Lepreau and an eight-unit plant such as Pickering?

Mr. Lévesque: I think you are talking about the Nuclear Liability Act. Mr. Blackburn has been working on the committee reviewing that act.

Mr. R.W. Blackburn: The \$75 million limit for which the operator is responsible applies to what is defined in the act as a nuclear installation. A nuclear installation may be a single unit, such as Point Lepreau or a group unit, such as Pickering or Bruce. It depends on the containment system. If a multi-unit station is tied to a single containment structure, it is treated as a single installation, presumably on the basis that if you have an accident in one of the units, all the others will be shut down because the containment structure is unavailable.

[Translation]

prix de la sécurité nécessaire pour se protéger des radiations. Tous ces coûts réunis donnent le coût total de l'électricité produite à une centrale nucléaire. C'est en 1980 que ces coûts atteignent leur sommet, soit 14.80\$ par mégawatt-heure. Nous sommes responsables d'environ 5 p. 100 de ce total. Ce sont les utilités publiques et les utilisateurs d'électricité qui assument tous ces coûts.

La présidente: Vous avez un budget de 25 millions de dollars. Combien vous vient du gouvernement fédéral et combien provient indirectement de l'industrie, par l'entremise du consommateur?

M. Domaratzki: Les 15,5 millions de dollars au budget que représente la réglementation de l'industrie viennent du contribuable canadien: les utilités publiques ne versent rien à ce chapitre. C'est ce que nous appelons les coûts directs, par opposition aux coûts indirects.

M. Gagnon: Messieurs, merci d'être venus ce soir. Existe-t-il une possibilité de recouvrer les 25 millions de dollars?

M. Lévesque: M. Blackburn a participé à l'étude de la question du recouvrement des coûts. Il peut répondre à votre question.

M. R.W. Blackburn (directeur de la planification et de l'administration, Commission de contrôle de l'énergie atomique): On nous a posé une question semblable lors de notre comparution au mois de mai. J'ai dit à l'époque que nous avions entrepris une étude de faisabilité sur le recouvrement des coûts, à la suggestion du Conseil du Trésor. Nous avons terminé la première étape de cette étude. Parce qu'il s'agit d'une étude de faisabilité, nous envisageons le recouvrement global des coûts. Il nous faut notamment surmonter le manque de dispositions législatives justifiant le recouvrement des coûts. Mais si le Conseil du Trésor en convient, nous espérons aborder l'étape suivante.

M. Gagnon: Voilà de bonnes nouvelles.

Vous avez une assurance de base de 75 millions de dollars. Celle-ci couvre-t-elle de la même façon une centrale d'une tranche, comme celle de Pointe Lepreau, et une centrale de huit tranches, comme Pickering?

M. Lévesque: Vous voulez sans doute parler de la Loi sur la responsabilité nucléaire. M. Blackburn a fait partie du comité qui revoit cette loi.

M. R.W. Blackburn: La limite de responsabilité de 75 millions de dollars de chaque exploitant vise ce que la loi définit comme installations nucléaires. Il peut s'agir d'une seule tranche, telle que la centrale de Pointe Lepreau, ou d'une centrale à tranches multiples, comme celle de Pickering ou de Bruce. Tout dépend des installations d'arrêt. Si une centrale à tranches multiples n'a qu'un seul mécanisme d'arrêt, on considère qu'il s'agit d'une seule installation, tout simplement parce que si un accident devait se produire dans une tranche, il faudrait arrêter le fonctionnement de toutes les autres, parce qu'on ne saurait isoler leur fonctionnement l'une de l'autre.

[Texte]

Mr. Gagnon: We have not had a chance to visit any of the nuclear plants yet. Could you indicate if there is a single or a multiple containment unit for Pickering, Bruce, and Darlington?

Mr. Domaratzki: At Pickering there are eight units interconnected in the same containment. Under the Nuclear Liability Act, there are eight reactors and a single installation. At Bruce there are two separate installations of four units each. There are eight units at Bruce, but they are divided into two sets of four. At Darlington four units are interconnected. It will be a single installation at Darlington.

Mr. Gagnon: What is the nuclear coverage for these things? Is it 75 or 50?

• 1850

Mr. Domaratzki: For Pickering it is \$75 million, for the first four units of Bruce A it is \$75 million, for the next four it is another \$75 million; so the total insurance at Bruce is \$150 million.

Mr. Gagnon: You had a bill in front of the House in 1977, the proposed Nuclear Control Administration Act. It died on the *Order Paper*. I would like you to make some comments of the thrust of it and whether it should be resurrected.

Mr. Lévesque: I have a feeling it should be resurrected and there are many different reasons why it should be resurrected. The number of people on the board we feel is much too small. It was a number decided in 1946. At that time there were no reactors; they were just working on things. With the fuel cycle, the accelerators, the radioisotopes, the safeguards because of the International Atomic Energy Agency, the waste management. . . We feel that five people are not enough to get a breadth of expertise on the board. There was a recommendation in that bill for an increase in the number of people.

Changing the name is another factor. Although it might not seem to be a very important thing, you would be surprised to find out how many people mix up Atomic Energy of Canada Limited and the Atomic Energy Control Board. Very few people are aware that there is such a thing as an organization that regulates the power reactors and all the uses of radiation, whether it be radioisotopes or the safeguards which try to make sure the Nuclear Non-Proliferation Treaty is enforced. We want to make sure that we have good security and that nobody can extract substances to make explosives.

I have not looked at that bill in very great detail, but maybe some of my colleagues can react to some of the content of that bill, before it went to the floor. There

[Traduction]

M. Gagnon: Nous n'avons pas encore eu l'occasion de nous rendre dans une centrale nucléaire. Pouvez-vous nous dire si Pickering, Bruce et Darlington ont un système d'arrêt simple ou multiple?

M. Domaratzki: A Pickering, il y a huit tranches reliées à un même système d'arrêt. En vertu de la Loi sur la responsabilité nucléaire, cela représente huit réacteurs et une seule installation. A Bruce, il y a deux installations distinctes de quatre tranches chacune. Il y a huit tranches à Bruce, mais divisées en deux, quatre et quatre. A Darlington, les quatre tranches sont reliées. On considère donc qu'à Darlington, il y a une seule installation.

M. Gagnon: Quelle est l'assurance-responsabilité dans ce cas? Est-ce 75 ou 50?

M. Domaratzki: Dans le cas de Pickering, il s'agit de 75 millions de dollars; pour les quatre premières tranches de Bruce, 75 millions de dollars, et pour les quatre tranches suivantes, encore 75 millions de dollars, pour une assurance totale, à Bruce, de 150 millions de dollars.

M. Gagnon: En 1977, le gouvernement avait déposé un projet de loi sur le contrôle et l'administration nucléaires. Ce projet est mort au *Feuilleton*. Pouvez-vous nous dire ce que vous pensez de la portée de ce projet de loi et si, à votre avis, il faudrait le ressusciter.

M. Lévesque: J'ai l'impression qu'il faudrait le ressusciter, et ce pour plusieurs raisons différentes. Nous pensons que nous ne sommes pas assez nombreux au conseil de la Commission. Le nombre de membres avait été fixé en 1946. À l'époque, il n'y avait pas de réacteurs; on y travaillait. Mais maintenant, vu l'existence des cycles de combustible, des accélérateurs, des radioisotopes, des sauvegardes imposées par l'Agence internationale de l'énergie atomique, la gestion des déchets. . . Nous pensons que cinq personnes ne suffisent pas pour doter la Commission de l'expertise nécessaire. Dans le projet de loi en question, il était recommandé d'augmenter le nombre de membres de la Commission.

On prévoyait également de changer notre nom. Cela ne semble peut-être pas très important, mais vous seriez surpris de constater combien de personnes confondent l'Énergie atomique du Canada, Ltée et la Commission de contrôle de l'énergie nucléaire. Rares sont ceux qui savent qu'il existe un organisme qui réglemente les réacteurs nucléaires et l'usage de la radiation, à toutes fins, que ce soit en réglementant les radioisotopes ou en imposant des sauvegardes afin d'essayer de garantir l'application du Traité de non-prolifération nucléaire. Nous voulons nous assurer que notre sécurité est bonne et que personne ne peut extraire de substances qui permettent de fabriquer des explosifs.

Je n'ai pas examiné de façon très détaillée ce projet de loi, mais peut-être mes collègues peuvent-ils vous donner leurs réactions à sa teneur avant qu'on ne le représente. Il

[Text]

might have to be some modification, but even then I think it should eventually be rediscussed.

Mr. R.W. Blackburn: Bill C-14 was quite a comprehensive revision of the current Atomic Energy Control Act. It addressed the membership of the board, which Dr. Lévesque has referred to. It was also an attempt to better define the role of the board and to enshrine in legislation some of the functions of the board. It recognized an information role for the board, not only the regulatory control... The board was seen—indeed, I believe it is—as a good source of balanced information on nuclear energy. We are not proponents; we are not opponents. I think we can explain the risks and the benefits. That was included in the basic role of the board under that bill. The powers of inspectors were defined there and that sort of thing.

Mr. Gagnon: Thank you.

Mr. Lévesque: The present act is sufficiently broad that it has not prevented us from doing what we have to do. However, we do feel some of these constraints.

Mr. Porter: The graph shows where you have increased personnel—I think you said it went from around 38 to 272 at the present time during a 12-year period. Yet you have indicated we have about one-quarter of the persons comparable to the U.S.—

Mr. Lévesque: Per reactor.

Mr. Porter: Per reactor, yes. Are you suggesting that we are that short of personnel, or is it because of our CANDU reactor?

Mr. Lévesque: I think it is both. It is not because of the CANDU. It is because the style of regulating is different in the States. But there is also a lack here, I feel, a lack of people. I think we can show it in many ways.

• 1855

Mr. Domaratzki: You are certainly right that part of it is the style. One example I would mention is that in the U.S. NRC they have 96 lawyers. We have two. So you can see that theirs is a more legalistic process. Ours is a more technical process. They have gone a lot further in prescribing what the requirements should be. They have a prescriptive approach to regulation. Ours is a descriptive approach, in which we simply state the objectives. So we have not prepared 100-page documents to tell people how to do things. From that point of view we need less people.

On the other hand, if you look at some of the things they do, you might question whether we should not do them as well. The ex-chairman of the U.S. NRC, when he

[Translation]

y aurait peut-être lieu d'apporter quelques modifications, mais quoi qu'il en soit, je pense qu'on devrait certainement en rediscuter.

M. R.W. Blackburn: Le projet de loi C-14 constituait une révision générale de la loi actuelle sur le contrôle de l'énergie atomique. Il y était question de la composition du conseil dont a parlé M. Lévesque. On essayait également d'y mieux définir le rôle de la Commission et d'y prescrire certaines de ses fonctions. Le projet de loi assignait un rôle d'information à la Commission, non seulement sur le plan de la réglementation... On considérait que la Commission—et c'est encore le cas à mon avis—était une bonne source de renseignements impartiale sur l'énergie nucléaire. Nous ne sommes ni promoteurs ni adversaires. Je pense que nous pouvons expliquer les risques et les avantages. Ce projet de loi prévoyait que le Conseil jouerait ce rôle fondamental. On y définissait également nos pouvoirs en matière d'inspection, etc.

M. Gagnon: Merci.

M. Lévesque: La loi actuelle est suffisamment souple pour nous permettre de faire ce que nous devons faire. Toutefois, nous ressentons certaines contraintes.

M. Porter: Sur le tableau, on constate que vous avez augmenté votre personnel—je pense que vous avez dit que vous étiez passés d'environ 38 employés à 272 au cours d'une période de douze ans. Vous avez néanmoins mentionné que cela ne représentait qu'environ 25 p. 100 du personnel comparativement aux Américains... .

M. Lévesque: Par réacteur.

M. Porter: Par réacteur, oui. Voulez-vous dire que nous manquons de personnel ou est-ce dû à nos réacteurs CANDU?

M. Lévesque: Les deux, je pense. Ce n'est pas uniquement à cause du CANDU. Le mode de réglementation est différent aux États-Unis. Mais nous manquons de personnel. Cela se constate de plusieurs façons.

M. Domaratzki: Vous avez parfaitement raison de dire que c'est une question de mode. A titre d'exemple, l'organisme de réglementation nucléaire aux États-Unis a 96 avocats. Nous en avons deux. Vous pouvez voir que leur approche est beaucoup plus juridique. La nôtre est plus technique. Les Américains précisent d'une façon beaucoup plus détaillée quelle sont leurs exigences. En matière de réglementation, ils favorisent la prescription, alors que nous favorisons la description, nous contentant d'énoncer simplement les objectifs. Nous n'avons donc pas à préparer des documents de 100 pages pour dire aux gens quoi faire. C'est pourquoi il nous faut moins de personnel.

Par ailleurs, si vous regardez ce que font les Américains, vous pourriez fort bien vous demander pourquoi nous ne faisons pas la même chose. L'ancien

[Texte]

compared our approach and the American approach, did point out that things such as in-depth, detailed review of the computer codes used for safety analysis are done much more thoroughly in the U.S. than they are here. The inference he draws in his report is that we should look much more closely at those codes. We should do as the U.S. does: develop our own. That means, on the other hand, doing also research to show that the computer analyses you are doing are right. So it is both an approach and a climate, but it is also the technical depth in some cases.

Mr. Porter: I can appreciate probably more are needed. Whether or not 96 more lawyers would be of benefit in some areas I do not know.

The Chairman: I think we have the engineers here tonight, Bob.

Mr. Porter: Sometimes one can be too many of those.

You mentioned in the Nielsen report that they have perhaps not a visible enough role. I suppose the general public has become much more aware and concerned as a result of what has happened over the last few years with Three Mile, and certainly Chernobyl. I guess there is concern in that area. The other one is waste disposal. Every time that comes up, it is one of those things we need but nobody wants in their area. This committee travelled this spring to Manitoba and looked at some of the work being done there. I wonder if you could comment on those areas. Since you have been involved, do you plan on taking a higher public role, a greater profile?

Mr. Lévesque: Very much so. This was one of my priorities when I was named, and it still is. I have been there two and a half months now. I am starting. I have already been working, and I am trying to get to plan for greater visibility. That means we have to get involved in many more discussions. But there the problem of the number of resources we have is a serious one. It is not that just because the president is ready to do something he can do it just by willing it. Our people are stretched very thin. We are very few people in our information office. We make documents available to the public. Not many come. Some newspaper men come, but not that many. That is about all we can do. We cannot start planning really a whole project of visibility, because we do not have the resources.

You mentioned waste management. I do feel the role Mr. Blackburn mentioned, which was in Bill C-14, our educating role. . . Well, I come from the university; maybe that is why I feel it is an important thing. Because we are neutral, because we are not defending the industry, because we are just trying to look at the situation as it is, I think we are in a better position to educate and to tell people what the situation really is. We do not have

[Traduction]

président de la Commission de contrôle américaine, comparant notre approche et l'approche américaine, a souligné que l'on effectue aux États-Unis des analyses sécuritaires beaucoup plus approfondies qu'ici sur les codes d'ordinateurs. Il en déduit dans son rapport qu'il y aurait peut-être lieu que nous examinions de plus près nos codes. Il recommande que nous fassions ce que font les États-Unis: mettre au point nos propres codes. Cela signifie aussi qu'il nous faudrait faire la recherche nécessaire pour démontrer que nos analyses informatisées sont bien faites. Il s'agit donc de l'approche et d'un climat, mais il s'agit aussi dans certains cas, d'une approche plus technique.

M. Porter: Je peux comprendre que nous avons probablement besoin d'augmenter notre personnel. Quant à savoir si nous avons besoin de 96 avocats de plus, je n'en sais rien.

La présidente: Je pense que les ingénieurs sont ici ce soir, Bob.

M. Porter: On peut parfois avoir trop d'avocats.

Vous avez dit que le rapport Nielsen déplorait un manque de visibilité. Je suppose que le grand public est beaucoup plus renseigné et inquiet à la suite des événements des dernières années: Three Mile Island et certainement Tchernobyl. Il y a des inquiétudes à ce sujet. Il y a aussi la question de la gestion des déchets. A chaque fois qu'il en est question, tout le monde veut aller au ciel, mais personne ne veut mourir. Au printemps, notre comité s'est rendu au Manitoba et a vu le travail qui se faisait là-bas. Pouvez-vous nous dire ce que vous pensez de ces questions? Puisque vous vous y êtes intéressés, envisagez-vous de jouer un plus grand rôle public, d'être plus visible?

M. Lévesque: Tout à fait. C'est une des priorités que je me suis fixée lors de ma nomination, et rien n'est changé. Je suis en place depuis deux mois et demi maintenant. Je ne fais que commencer. J'y ai déjà travaillé et j'essaie d'améliorer notre visibilité. Pour ce faire, il nous faut participer à un plus grand nombre de discussions. La difficulté, c'est notre manque de ressources. Ce n'est pas uniquement parce que le président est disposé à faire quelque chose qu'il peut y parvenir, simplement en le voulant. Notre personnel est très dispersé. Nous avons très peu d'employés dans notre bureau d'information. Nous offrons de la documentation au public. Les gens sont peu nombreux à se présenter. Les journalistes viennent, mais peu nombreux. C'est à peu près tout ce que nous pouvons faire. Nous ne pouvons pas commencer à envisager tout un programme de visibilité, car nous n'en avons pas les ressources.

Vous avez parlé de la gestion des déchets. Je pense que le rôle que M. Blackburn a mentionné, celui que nous assignait le projet de Loi C-14, notre rôle d'éducation. . . je viens de l'université; c'est peut-être pourquoi j'estime que c'est important. Parce que nous sommes un organisme neutre, parce que nous ne défendons pas l'industrie, parce que nous essayons simplement de voir la situation telle qu'elle est, je pense que nous sommes en

[Text]

anything to hide. We have nothing to defend except to protect the public, which is our responsibility, and to make sure the public is aware and sensitive to this aspect of our role. Maybe Mr. Smythe, who is responsible for the management sector, would have some comments to make in answer to your question.

• 1900

Mr. W.D. Smythe (Director General, Directorate of Fuel Cycle and Materials Regulation, Atomic Energy Control Board): There certainly will be at least two situations in which our profile will be higher in the next few years in waste management. Mr. Merrithew appointed a task force on the problem of finding a site for a low-level waste management disposal. I believe the task force is due to report very shortly. When it does it will raise not only the profile of that kind of waste but also the profile of the AECB at the same time.

The other area is in the other end of the spectrum of waste management. High-level waste disposal will become more of a public issue when the government announces that the AECL's program will be subject to a public hearing, which is likely to take place in the near future. The AECB role in it will be to make a statement on the acceptability or non-acceptability of the work that has been done.

Mr. Porter: In most of these areas you have touched, financing seems to be the prime concern. You have talked about personnel, the other areas of high-profile public visibility and again waste management. The impression I am getting from all of you is that, as in many areas we face today, the bottom line is the shortage of resources.

Mr. Smythe: No. I think the profile of the AECB in these issues will be based more on the technical considerations. The task force on low-level waste management in our view is facing a problem more with public acceptance than technical issues. In the case of high-level waste, I think again the principal issue will be one of public acceptance. I am not sure if this answers your question.

The Chairman: A few minutes ago, Mr. Domaratzki, in answering Mr. Gagnon's question, you talked about a comparative study done between the U.S. and Canada. Is it a public document?

Mr. Domaratzki: It is now. It is a report that was prepared for Dr. Hare, who is conducting the safety review of reactors in Ontario for Premier Peterson. All those reports are public. If you like, we can certainly get you a copy.

The Chairman: I would appreciate it very much. Thank you. Dr. Tupper.

[Translation]

meilleure posture pour instruire la population et lui dire quelle est exactement la situation. Nous n'avons rien à cacher. Nous n'avons rien à défendre sauf le public, c'est là notre responsabilité, et nous devons nous assurer que le public est sensibilisé à cet aspect de notre rôle. M. Smythe, responsable de ce secteur peut peut-être répondre à votre question.

M. W.D. Smythe (directeur général, Réglementation des matières nucléaires et des radioéléments, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Nous allons certainement jouer un rôle plus visible au cours des prochaines années, dans au moins deux cas, en ce qui concerne la gestion des déchets. M. Merrithew a nommé un groupe de travail qui se penchera sur la désignation d'un site d'entreposage des déchets à faible radioactivité. Je pense que le groupe de travail remettra son rapport très prochainement. Lors de la parution du rapport, non seulement il sera question publiquement de ce genre de déchets, mais la CCEA deviendra également plus visible.

Il y a en suite l'autre partie de la question, la gestion des déchets fortement radioactifs, qui intéressera beaucoup plus le public lorsque le gouvernement annoncera que le programme de l'EAEL fera l'objet d'audiences publiques et, fort probablement, dans un avenir rapproché. Le rôle de la CCEA sera de se prononcer sur le caractère acceptable ou non du travail déjà effectué.

M. Porter: Dans la plupart de ces domaines, le financement semble de première importance. Vous avez parlé de personnel, d'autres domaines de grande visibilité publique et de la gestion des déchets. D'après ce que vous dites tous, j'ai l'impression que dans de nombreux domaines, la question essentielle, c'est la pénurie de ressources.

M. Smythe: Non. Je pense que la CCEA jouera un rôle de premier plan en ce qui concerne les aspects techniques. Le groupe de travail sur la gestion des déchets à faible teneur radioactive éprouve plus de difficulté, à notre avis, à faire accepter ses constations par le public qu'à se prononcer sur des questions techniques. Dans le cas des déchets fortement radioactifs, la question principale, ici encore, c'est l'opinion publique. Je ne sais pas si j'ai répondu à votre question.

La présidente: Il y a quelques instants, monsieur Domaratzki, en répondant à M. Gagnon, vous avez parlé d'une étude comparée entre les États-Unis et le Canada. S'agit-il d'un document publié?

M. Domaratzki: Oui. Ce rapport a été rédigé par M. Hare, qui examine la sécurité des réacteurs en Ontario pour le premier ministre Peterson. Tous ces rapports sont publics. Si vous le souhaitez, nous pouvons certainement vous en obtenir copie.

La présidente: Je vous en serais très reconnaissante. Merci. Monsieur Tupper.

[Texte]

Mr. Tupper: Gentlemen, I think one of the frequent questions put to persons like me when they are part of the energy and maybe nuclear debate is the safety of our reactors. I am really wondering if in laymen's terms tonight you could in the course of two or three minutes share with us the sorts of things that we might convey to a typical person on the street in order to give them assurance as to how safe our CANDU reactors are.

Mr. Lévesque: You would have to ask Mr. Domaratzki, the director general of reactor regulation.

Mr. Domaratzki: It is a difficult question and there are ten different ways in which I could try to answer it. I am never sure which way will get across. Let me try the tenth one now.

What I try to say to people who are unfamiliar with the technology is that you recognize there are hazards in the technology and that you must therefore be determined to have defence in depth. The next question is what this means. Defence in depth, as I put it to the man on the street, is that first you have to design these reactors to the highest possible standards, the highest standards that exist. You design them so that the frequency of failures that will threaten people is very low. That is done, and then you go along and say, but we know that sooner or later failures will occur and we require that our licensees erect defences so that if something happens—if a pipe fails, if a control system fails, if an operator makes a mistake and something goes wrong—then there must be something that will automatically put it into a safe state and these systems that put it into a safe state have to be very effective and very reliable.

• 1905

In most industries you would stop there, and in fact most countries do stop there. But then we go one step further in this country and we say you have designed the best system there is and you have designed the best and most effective defences you can against it, now assume that system fails and your defence fails and then show me that there will not be any immediate injury to people.

I do not know if I can get that point across to the man on the street, but it is one I try. It is design to the highest standards, protect against faults, and then put in another effective layer so that even if the first defences fail the result is not immediate danger to people.

Mr. Tupper: Working with our contemporary technology, what is now considered to be the best defence system, speaking about phase two?

Mr. Domaratzki: The best defence systems in ours are the shut-down systems we have, and they are very effective and very reliable. With the Soviet reactor at Chernobyl

[Traduction]

M. Tupper: Messieurs, l'une des questions qu'on me pose le plus fréquemment, parce que je participe au débat sur l'énergie et peut-être même sur l'énergie nucléaire, porte sur la sécurité de nos réacteurs. Je me demande si vous pouvez ce soir, en deux ou trois minutes, nous dire en termes abordables comment nous pourrions rassurer monsieur tout le monde sur la sécurité de nos réacteurs CANDU.

M. Lévesque: Il faut vous adresser à M. Domaratzki, directeur général de la réglementation des matières nucléaires.

M. Domaratzki: C'est une question difficile, à laquelle je pourrais trouver dix réponses différentes. Je ne sais jamais laquelle choisir. Je vais essayer la dixième.

J'essaie de dire à ceux qui ne connaissent pas cette technologie qu'il faut reconnaître qu'elle comporte des risques et que par conséquent, il faut viser la prévention sur tous les fronts. Reste à savoir ce que cela signifie. La prévention sur tous les fronts, comme je l'explique à l'homme de la rue, c'est qu'il faut commencer par fabriquer ces réacteurs en se fondant sur les normes les plus élevées possible, les meilleures normes qui existent. Il faut qu'ils soient conçus pour minimiser la fréquence des incidents dangereux. Une fois cela posé, il faut se dire ensuite: nous savons que, malgré tout, tôt ou tard des incidents se produiront et nous devons exiger des mesures préventives qui rectifieront automatiquement le problème si jamais une conduite cède, un système de contrôle cesse de fonctionner, si un responsable fait une erreur ou si quelque chose ne va pas. Tous ces systèmes de sécurité doivent être très efficaces et très sûrs.

Dans la plupart des industries, on s'en tient là et, en fait, c'est également ce que font la plupart des pays. Mais nous allons encore plus loin dans notre pays, nous décidons qu'après avoir conçu les meilleurs systèmes possibles, après avoir mis en place les systèmes préventifs et les défenses les plus efficaces possibles, s'il y a tout de même un problème, nous allons nous arranger pour que les êtres humains n'en soient pas affectés immédiatement.

Je ne sais pas si je peux faire comprendre cela à l'homme de la rue, mais c'est ce que j'essaie de faire. Autrement dit, les normes les plus élevées, une protection contre les erreurs, et en plus, un autre niveau de protection qui intervient si les premiers systèmes de défense ne fonctionnent pas et qui empêchent les êtres humains d'être affectés.

M. Tupper: Avec la technologie moderne, quel est le meilleur système de défense, je parle de la phase deux?

M. Domaratzki: Le meilleur système de défense, c'est notre système de fermeture qui est très efficace et très sûr. À Chernobyl, il y avait en fait deux problèmes: d'une part

[Text]

there were in fact two problems: one was the operators, but the other was that the design of the shut-down systems was inadequate.

I should not digress on Chernobyl perhaps, but I will anyway. When the operator realized he was in deep trouble in Chernobyl and pressed the button to stop everything, people have done calculations of what would have happened if they had had a Canadian shut-down system there. The calculations, which we have not tried to check, are that it would have been the end of the event: you and I would never have heard of Chernobyl; it would have all stopped there. But their systems required six seconds to react. Ours would react in about one-third of a second. So the shut-down systems are those good defences.

Another good defence is the containment system, again this large concrete structure wrapped around the reactor so that when things go wrong you will contain them. Again that was one of the problems with the Soviet reactor at Chernobyl, in that their style of containment was not up to the same standard as ours. I do not want to be overly critical of theirs, but it was not up to the Canadian standard.

So the defences that people on the street might recognize the most easily are the shut-down systems, the real brakes on the vehicle, and the containment to separate radioactive material from the man on the street. They are high standards, but they do not always work.

Mr. Tupper: Does your board have regulatory control over Crown corporations?

Mr. Domaratzki: I was looking to see if our legal adviser was here. I hesitate a bit to answer, because the answer is in some cases yes and in some no. We have control over Atomic Energy of Canada Limited. There seems to be little doubt of that, but there is argument among lawyers as to whether our act binds all Crown corporations.

• 1910

Mr. Lévesque: Yes, especially the provincial ones.

Mr. Domaratzki: Recently a report prepared by a legal firm addressed just this point.

Mr. Smythe: I think we want to make a distinction between the legal effect of the Atomic Energy Control Act and the actual application of the regulations. We apply these regulations to all Crown corporations and all parts of the Crown. To date the control has always been accepted. Mr. Domaratzki is speaking about whether the act would apply in certain cases in a court of law.

Mr. Lévesque: When it touches cost recovery, people in some nuclear Crown corporations said if you are going to

[Translation]

les éléments humains, mais d'autre part, les systèmes de fermeture qui étaient insuffisants.

Je ne devrais pas faire de digression sur Chernobyl, mais je le ferai tout de même. Lorsque le responsable s'est rendu compte de la gravité du problème, lorsqu'il a appuyé sur le bouton pour tout arrêter, certaines personnes ont cherché à calculer ce qui se serait produit avec le système de fermeture que nous avons au Canada. D'après ces calculs, que nous n'avons pas cherché à vérifier, les choses en seraient restées là: vous et moi n'aurions jamais entendu parlé de Chernobyl, l'incident aurait pris fin à ce moment-là. Mais leur système avait besoin de six secondes pour réagir, le nôtre réagit en un tiers de seconde environ. Par conséquent, les systèmes de fermeture sont d'excellentes défenses.

Il y a une autre défense efficace, c'est le système d'isolement, une énorme structure de béton qui entoure le réacteur et qui permet d'isoler la zone critique. Là encore, ce système posait un problème à Chernobyl car leurs méthodes d'isolement n'observent pas les mêmes normes que nous. Je ne voudrais pas trop critiquer les leurs, mais elles n'étaient pas à la hauteur des normes canadiennes.

Les défenses les mieux comprises par la population en général sont probablement les systèmes de fermeture, en quelque sorte les freins du véhicule, et également les systèmes d'isolement qui permettaient d'isoler les matériaux radioactifs de l'homme de la rue. Dans ces cas-là, les normes sont très élevées, mais elles ne fonctionnent pas toujours.

M. Tupper: Est-ce que votre commission réglemente les sociétés de la Couronne?

M. Domaratzki: Je jetais un coup d'oeil pour voir si notre conseiller juridique était là. J'hésite un peu à répondre car il arrive que ce soit le cas, mais pas toujours. Nous exerçons un contrôle sur l'Énergie atomique du Canada Ltée. Cela ne fait pas de doute, mais les avocats ne sont pas d'accord sur la question de savoir si notre loi lie toutes les sociétés de la Couronne.

M. Lévesque: Oui, surtout ceux des provinces.

M. Domaratzki: Un rapport récent d'une firme juridique traitait justement de cette question.

M. Smythe: Je pense qu'il faut faire une distinction entre les effets légaux de la Loi sur le contrôle de l'énergie atomique et l'application de la réglementation. Nous appliquons cette réglementation à toutes les sociétés de la Couronne, à tous les secteurs de la Couronne. Jusqu'à présent, ce contrôle a toujours été accepté. M. Domaratzki se demande si dans certains cas, devant un tribunal, la loi s'appliquerait.

M. Lévesque: Pour ce qui est du recouvrement des coûts, il y a des sociétés de la Couronne où les gens

[Texte]

charge, then let us forget it. We are not sure if we could recover costs.

Mr. Tupper: Does your regulatory authority apply to all the Department of National Defence activities?

Mr. Lévesque: That is a legal question. I am not sure I want to venture into legal aspects, but I think in practice it is not. I do not think the act could force them to follow it. I think it is a political decision and not in the act itself. I am just repeating what lawyers have said.

Mr. Domaratzki: Following Mr. Smythe's line, the Department of National Defence engages in activities now. They have a small research reactor in Kingston. All the current activities of Department of National Defence dealing with atomic energy are licensed by the Atomic Energy Control Board. I think most lawyers would say the act does not bind the Crown, but there is debate about it. In practice we have licensed all activities of the Department of National Defence.

With the nuclear submarines coming along, according to the white paper we are currently in the process of determining exactly what our regulatory role will be in that area. We expect we will regulate them like other civilian facilities.

Mr. Lévesque: In Bill C-14 there were clauses binding on the Crown.

Mr. Tupper: Is it still unclear if you will have a regulatory role with any nuclear-powered equipment the Department of National Defence might have?

Mr. Domaratzki: I do not think it is unclear whether we will have a role. The Department of National Defence has said they want the Atomic Energy Control Board to oversee their activities in submarines and I expect the Atomic Energy Control Board will agree to do that. We have not sat down with Department of National Defence and said exactly how we will interface it and exactly how we will conduct ourselves, but we will do that.

Mr. Tupper: Do we have any experience in Canada with the low-pressure cells the Department of National Defence might be looking at for their power generation in the nuclear field?

Mr. Domaratzki: They may have been looking at about three different designs. If it is some modification of the SLOWPOKE reactor which exists in Canada, the answer is yes. There was also discussion of a novel device which was referred to as the nuclear battery. We have no first-hand experience with it. It is a technology developed to some extent in the United States. If it were going to be used in Canada, we would have to develop the expertise.

[Traduction]

prétendent que s'il faut faire payer, aussi bien oublier l'idée. Nous ne sommes pas certains de pouvoir rentrer dans nos frais.

M. Tupper: Est-ce que votre réglementation s'applique à tous les ministères qui ont des activités liées à Défense nationale?

M. Lévesque: C'est une question d'ordre juridique. J'hésite à me lancer dans les aspects juridiques de la question, mais je pense qu'en pratique ce n'est pas le cas. Je ne pense que la loi puisse les forcer à le faire. C'est une décision de nature politique, cela ne figure pas dans la loi proprement dite. Je répète seulement ce que les avocats ont avancé.

M. Domaratzki: Je reviens aux questions de M. Smythe: le ministère de la Défense nationale exerce actuellement certaines activités. Ils ont un petit réacteur de recherche à Kingston. Toutes les activités actuelles du ministère de la Défense nationale qui sont liées à l'énergie sont sous licence de l'Office de contrôle de l'énergie atomique. La plupart des avocats vous diraient que la loi ne lie pas la Couronne, mais tout le monde n'est pas d'accord. En pratique, nous accordons des permis au ministère de la Défense nationale pour toutes ces activités dans ce secteur.

Si on en croit le Livre blanc, les sous-marins nucléaires arrivent et nous étudions actuellement le rôle de réglementation que nous serons appelés à jouer. Nous pensons exercer ce contrôle tout comme nous le faisons pour les autres installations civiles.

M. Lévesque: Dans le bill C-14 certaines clauses liaient la Couronne.

M. Tupper: Vous ne savez toujours pas très bien si vous serez appelés à jouer un rôle de réglementation sur tous les équipements nucléaires du ministère de la Défense nationale?

M. Domaratzki: Je ne pense pas que le rôle que nous serons appelés à exercer soit en doute. Le ministère de la Défense nationale a annoncé que l'Office de contrôle de l'énergie atomique serait appelé à surveiller ses activités sous-marines et je pense que l'Office y consentira. Nous n'avons pas encore discuté avec le ministère de la Défense nationale de la façon exacte dont nous travaillerons, de la ligne de conduite que nous suivrons, mais nous avons l'intention de le faire.

M. Tupper: Est-ce que nous avons déjà, au Canada, une certaine expérience des cellules à basse pression que le ministère de la Défense nationale pourrait acquérir pour la production d'énergie nucléaire?

M. Domaratzki: Je pense qu'ils ont dû étudier trois modèles différents. S'il s'agit d'une modification au réacteur SLOWPOKE qui existe au Canada, la réponse est oui. On a également discuté d'un nouvel appareil qu'on appelle une pile nucléaire. Nous n'avons pas l'expérience directe de cet appareil, une technologie qui, dans une certaine mesure a été développée aux États-Unis. Si nous décidions de l'utiliser au Canada, il faudrait acquérir l'expérience nécessaire.

[Text]

Mr. Tupper: Changing the subject a little, relative to international regulation or other countries having regulatory boards such as ours, which country has sort of the role model in that regard?

• 1915

Mr. Lévesque: That is a difficult question, but maybe. . .

Mr. Domaratzki: We are taking a vote here. I would not want to answer that, because I could only give you my opinion. Many people have looked at us and said that we are a good model of a regulator. Others have looked at us and said that we are not a good model, the U.S. is. I think the model of a regulator is a bit like beauty: it is in the eye of the beholder. But more importantly, it depends on the climate and the legal system. I have often said that our approach would not work in the U.S., because the climate is quite different there. You need a prescriptive approach where all the rules are laid out when you are dealing with 40 or 50 different utilities and 10 or 15 different designers, architects, and engineers. You can do things differently when you are in a country like Canada where you are dealing with three large utilities and one Crown corporation that is doing the design.

When you try to pick a model, it is which is the best model for any particular country. So you recognize that I did not answer your question.

Mr. Tupper: Giving your best advice to this committee, does your board have the funds and the personnel that you feel you require to carry out your mandate to give Canadians the absolute assurance they need about safety in the nuclear—

Mr. Lévesque: Absolute is a big word. I feel we are doing a very good job, an excellent job, but I do feel we are stretched too thin. There are things, such as was mentioned by Mr. Domaratzki earlier, we are not doing, such as checking the computer code, developing our own computer code, maybe getting more involved in some research, having more research done on certain aspects to verify from our own point of view some of the results provided by the industry. They tell us they have done such and such a research with such and such results. We have to be able to verify, and in some cases do our own research to confirm this is really the case. That is where we are lacking. Those are some of the aspects.

In other aspects, and we are talking mostly about nuclear reactors, such as radioisotopes, we feel we do not have enough inspectors in the field. We do the best we

[Translation]

M. Tupper: Je change un peu de sujet, je passe aux règlements internationaux et la présence d'offices de réglementation comme le nôtre dans d'autres pays; quel pays possède le système idéal?

M. Lévesque: C'est une question difficile, mais peut-être. . .

M. Domaratzki: C'est affaire d'opinion. Je ne peux pas vous répondre sur ce point, car je ne ferais qu'exprimer ma propre opinion. Beaucoup de gens sont venus nous dire que nous représentions un bon modèle de réglementation. D'autres sont venus nous dire le contraire, affirmant que c'est aux États-Unis que l'on trouve le meilleur modèle. À mon avis, il en va des organismes de réglementation comme de la beauté: chacun d'entre nous a son propre modèle. Mais surtout, tout dépend du milieu et du système juridique. J'ai souvent dit que notre système ne pourrait pas fonctionner aux États-Unis parce que le milieu est assez différent dans ce pays. Il vous faut une approche normative et des règles bien précises lorsque vous avez affaire à une quarantaine ou une cinquantaine de services d'utilité publique différents et à une dizaine ou une quinzaine de concepteurs, d'architectes et d'ingénieurs. Tout est différent dans un pays comme le Canada où l'on a affaire à trois gros services d'utilité publique et à une société d'État qui se charge de la conception.

Lorsqu'on veut implanter un modèle, on cherche à faire en sorte que ce soit le mieux adapté au pays en particulier. Vous voyez donc que je n'ai pas répondu à votre question.

M. Tupper: Si vous deviez donner un conseil à ce Comité, estimez-vous en toute bonne foi que vous disposez des crédits et du personnel jugés nécessaires pour vous acquitter de votre mandat et donner aux Canadiens la garantie absolue qu'ils sont en sécurité dans le domaine nucléaire. . .

M. Lévesque: Absolu, c'est beaucoup dire. Je considère que nous faisons du très bon travail, de l'excellent travail, mais je pense aussi que nous tirons trop sur la corde. Il y a des choses, comme l'a indiqué M. Domaratzki un peu plus tôt, que nous ne faisons pas; vérifier par exemple le code informatique, élaborer notre propre code informatique, participer éventuellement à certains travaux de recherche, commander davantage de recherche dans certains domaines afin de corroborer en fonction de nos propres critères un certain nombre des résultats qui nous sont fournis par l'industrie. On nous dit que l'on a effectué telle ou telle recherche avec tel ou tel résultat. Il nous faut pouvoir les vérifier et, dans certains cas, effectuer nos propres recherches pour confirmer qu'il en est bien ainsi. Voilà ce qui nous manque. Voilà quelques-uns des points qu'il nous faut aborder.

Dans d'autres domaines, et je me réfère principalement aux réacteurs nucléaires, sur la question des radioisotopes, par exemple, nous considérons que nous n'avons

[Texte]

can with the number of people we have, but we do not have enough. There are many aspects like this where we are a little bit thin. Our people work very hard. I am convinced we do an excellent job. I think the proof of the pudding is in the eating. The rating of Pickering was above average when you look at it internationally, except for some remarks made on the retraining of operators and other remarks of that type. Evidently we are doing a good job. But I tremble a bit if ever something happened that because we did not have the resources we had not checked things thoroughly and this was where something failed. I surely do not like to think about that.

The Chairman: Mr. Domaratzki, a few minutes ago when Dr. Tupper asked you how far your jurisdiction went, I think you mentioned there was a legal document that was either done in Ontario or with the Premier of Ontario. Is that a public document?

Mr. Domaratzki: Yes, it is, and we can get that as well.

The Chairman: Would you, please? I would really appreciate that.

• 1920

What is your role or your communication in connection with the International Atomic Energy Agency?

Mr. Domaratzki: In the reactor safety end? As you are probably aware, there is a fair amount of work going on in the International Atomic Energy Agency to bring together the experience of the whole world in the question of nuclear safety. One of the outcomes of that in the past few years was a set of nuclear safety standards that people could use—in fact, in this country we use them as background information—good practices that developed in the country. We participated actively in preparing those documents. In fact, I participated in preparing the first one, in 1974; and it was followed by 54 others. So we are involved with them in this sharing of information around the world.

There is under way at the moment another group, which after all this experience is trying to write a document it calls *Basic Safety Principles*: never mind how you do it, just what are the principles and the objectives you want to follow in reactor safety? This again is being done in Vienna, and we have a Canadian member in that group. In this case it happens to be Dr. Meneley, from the University of New Brunswick. I sat in on the group that

[Traduction]

pas suffisamment d'inspecteurs sur place. Nous faisons de notre mieux avec le personnel dont nous disposons, mais nous n'en avons pas suffisamment. Il y a de nombreux domaines comme celui-là où nous sommes un peu coincés aux entourures. Nos gens travaillent beaucoup. Je suis convaincu que nous faisons un excellent travail et je pense que c'est à l'usage qu'on en juge. La cote accordée à la centrale de Pickering est supérieure à la moyenne lorsqu'on la compare aux normes internationales, si l'on accepte les remarques qui ont été faites au sujet du recyclage des opérateurs et les autres observations de ce type. De toute évidence, nous faisons un bon travail. Toutefois, je me sens quelque peu mal à l'aise à la pensée qu'il pourrait arriver quelque chose parce que nous n'avons pas eu les ressources nécessaires pour faire toutes les vérifications qui s'imposent et qu'il en a résulté une défaillance quelque part. Voilà une pensée qui ne m'enchantait vraiment pas.

La présidente: Monsieur Domaratzki, lorsque tout à l'heure M. Tupper vous a demandé où s'arrêtait votre compétence, vous avez mentionné, si je me souviens bien, l'existence d'un document juridique rédigé en Ontario ou par les bureaux du premier ministre de l'Ontario. S'agit-il d'un document public?

M. Domaratzki: Oui, et nous pouvons vous le communiquer.

La présidente: Oui? Je serais très heureuse de pouvoir en prendre connaissance.

Quel est votre rôle ou votre travail de communication au sein de l'Agence internationale de l'Énergie atomique?

M. Domaratzki: Sur la question de la sécurité des réacteurs? Comme vous le savez certainement, beaucoup de travail se fait actuellement au sein de l'Agence internationale de l'Énergie atomique pour que chacun puisse communiquer aux autres son expérience en matière de sécurité nucléaire. Il en est sorti ces dernières années un ensemble de normes sur la sécurité nucléaire que chacun peut utiliser—en fait, nous nous en servons ici comme information de base—et qui constitue un ensemble de règles de bonne conduite mises au point dans les différents pays. Nous avons contribué activement à la rédaction de ces documents. J'ai d'ailleurs participé personnellement à l'élaboration du premier d'entre eux, en 1974; il y en a eu 54 autres depuis. Donc, nous contribuons au sein de ce forum à échanger des informations provenant du monde entier.

Il y a en ce moment un autre groupe qui, en tirant les enseignements du passé, s'efforce de rédiger un document appelé *principes de sécurité de base*; entreprise qui revient à dire «mettez-les en pratique comme vous le voulez, mais voici quels sont les principes et les objectifs qu'il faut respecter en matière de sécurité des réacteurs». Cela se passe là aussi à Vienne et nous avons un membre canadien au sein de ce groupe. Il se trouve dans ce cas

[Text]

drafted the first version of those basic safety principles. This was done by 15 different countries, including the U.S.S.R.

Staying with reactor safety, one of the initiatives of the International Atomic Energy Agency was to make available operational safety assessment review teams. We used the acronym "OSSRT". These are teams of about 15 people that would go into a country, on the invitation of the country only, and review the operation of a nuclear power plant. That was done at the Pickering plant here in June. The report of that was made public on September 25. Again, we not only supply people on missions like this to look at the safety of operation of reactors elsewhere in the world but we benefit by having people from the international agency come to look at our role.

There is a host of other work they are doing in the safety area. "Probabilistic risk assessment" is the buzzword in the nuclear industry now: predicting the probability and the consequences of any and all accidents that could happen. Again, there has been a great deal of consultation over the last three years in Vienna, where reliability engineers and operating engineers have been brought together to try to agree on what the most effective way of doing these kinds of analysis is.

There is a sharing of information on health effects, a wide variety of information. We are involved in all these activities. We have the opportunity to be involved in all of them. Canada gets invitations to sit on groups that others are struggling to get on. The group that is writing basic safety principles: there was a real fight to get... all countries wanted to be on that. Only 15 were chosen. Canada got an invitation. We did not need to fight. Canada is well represented and well respected in that organization.

The Chairman: About the accident with the disposal in Brazil, did the IAA go in there immediately?

Mr. Smythe: We do not have any direct information; that is, information received from Brazil. We see the information in the media and we see information from the International Atomic Energy Agency. The agency has to be invited to go into any country. In that case I think it was invited shortly after the accident happened.

[Translation]

qu'il s'agit de M. Meneley, de l'Université du Nouveau-Brunswick. J'ai siégé au sein du groupe qui a rédigé la première version de ces principes de sécurité de base. Quinze pays différents y ont participé, notamment l'Union soviétique.

Pour en rester à la question de la sécurité des réacteurs, l'une des initiatives de l'Agence internationale de l'Énergie atomique a consisté à mettre sur pied des équipes chargées de vérifier le respect des critères de sécurité en cours d'exploitation. Nous avons utilisé le sigle «OSSRT». Il s'agit d'équipes composées d'une quinzaine de personnes qui se rendent dans un pays donné, uniquement à la demande de ce dernier, pour examiner le fonctionnement d'une centrale nucléaire. C'est ce qui a été fait en juin pour la centrale de Pickering. Le rapport correspondant a été rendu public le 25 septembre. Là encore, nous ne nous contentons pas seulement de déléguer des gens dans le cadre de missions de ce type, qui consistent à examiner la sécurité du fonctionnement des réacteurs implantés partout ailleurs dans le monde, nous tirons par ailleurs parti de l'avantage qui nous est offert de faire venir chez nous des responsables de l'Agence internationale pour se pencher sur nos activités.

Il y a bien d'autres choses qui sont faites actuellement dans le domaine de la sécurité. «L'évaluation des probabilités de risque» est la grande préoccupation de l'industrie nucléaire à l'heure actuelle: il s'agit de prédire la probabilité des conséquences de tous les accidents susceptibles de se produire. Là encore, de nombreuses consultations ont eu lieu ces trois dernières années à Vienne et l'on a réuni les spécialistes de la fiabilité et de l'exploitation pour s'efforcer de trouver un terrain d'entente sur la façon la plus rationnelle de procéder à ce genre d'analyse.

Il y a des échanges d'information sur les effets concernant la santé, tout un éventail d'informations. Nous prenons part à toutes ces activités. Nous avons la possibilité de prendre part à chacune d'entre elles. Le Canada est invité au sein de groupes dont tout le monde veut faire partie. Prenons par exemple le groupe chargé de rédiger les principes de base en matière de sécurité; la lutte a été féroce; pour en faire partie... Tous les pays voulaient en être mais il n'y a eu que 15 élus. Le Canada, lui, a été invité et n'a pas eu à se battre. Le Canada est bien représenté et très respecté au sein de cette organisation.

La présidente: Lors de l'accident concernant les déchets nucléaires au Brésil, l'Agence internationale s'est-elle rendue immédiatement sur place?

M. Smythe: Nous n'avons pas d'information de première main, c'est-à-dire d'information fournie directement par le Brésil. Nous avons été informés par la presse et par l'Agence internationale de l'Énergie atomique. L'Agence doit être invitée à se rendre sur place, quel que soit le pays. En l'occurrence, je pense qu'elle a été invitée juste après l'accident.

[Texte]

[Traduction]

• 1925

Mr. Gagnon: What is the anticipated life of the current generation of nuclear power plants?

Mr. Domaratzki: I can only compare it to a car. There is a great deal of question of the pressure tubes right now, and it is a question we are studying very closely. In current reactors, those probably will not survive 30 years and probably will not survive the life of the plants. Retubing will be necessary. However, this is not the end of the plant; you can retube it.

Because you can probably replace almost any component in the plant, although there are a few that may be impractical to replace, I think the utilities can extend the life of the plants a great deal. The utilities use 40 years as their planning figure for the life of the plants. I think if you have one of the utilities sitting before you, you may also hear them talk of numbers that are much longer.

Mr. Gagnon: You do not see any technical limitations on the life of a plant, then.

Mr. Domaratzki: This is correct.

The Chairman: Dr. Lévesque, what specific regulatory responsibilities do you have in uranium mining and milling?

Mr. Smythe: The same as any other part of the nuclear fuel cycle. As shown on one slide in the presentation, we require information, we assess it, the staff recommends a licence and the board decides whether to accept or reject it.

The Chairman: Does the provincial government share any of these responsibilities?

Mr. Smythe: The provincial government exercises a responsibility in what I call the non-radiological aspects of both occupational health and safety and environmental protection. In some cases, the province may also choose to exercise some control in the radiological side, which is the area we are involved in.

The Chairman: In the area of atomic energy and research, such as at universities and hospitals, what sort of responsibility do you have there?

Mr. J.W. Beare (Director, Regulatory Research Branch, Atomic Energy Control Board): The universities and hospitals use radioisotopes in the treatment for various things. They also have accelerators, which are by definition nuclear facilities. The board looks at the various practices. However, we do not try to interfere in the relationship between say a medical doctor and his patient. As we say, if there are any treatments, we regulate

M. Gagnon: Quelle est la durée de vie utile prévue des centrales nucléaires aujourd'hui en exploitation?

M. Domaratzki: C'est un peu comme pour une voiture. On s'interroge énormément au sujet des tubes de force actuellement, et nous étudions cette question de très près. Dans les réacteurs en service, ces tubes ne dureront pas plus de 30 ans sans doute, c'est-à-dire qu'ils ne survivront pas aux centrales elles-mêmes. Il faudra refaire les tubulures. Les centrales seront encore en bon état mais auront besoin de nouveaux ensembles tubulaires.

Comme il est possible de remplacer pratiquement toutes les pièces d'une centrale, à l'exception peut-être de quelques-unes, je pense que les entreprises de service public peuvent prolonger considérablement la vie des centrales. Les services publics ont recours à une période de référence de 40 ans, dans leur planification, pour la vie utile des centrales. Mais si on a l'occasion de discuter avec des représentants des sociétés exploitantes, on risque fort de se faire préciser des périodes de référence beaucoup plus longues.

M. Gagnon: À votre avis, par conséquent, la vie utile des centrales n'est pas limitée par des facteurs techniques.

M. Domaratzki: C'est exact.

La présidente: Monsieur Lévesque, quelles sont vos responsabilités particulières en matière de réglementation des mines et des usines d'uranium?

M. Smythe: Elles sont les mêmes que pour les autres aspects du cycle du combustible nucléaire. Comme on pu le voir sur l'une des diapositives de l'exposé, nous exigeons de l'information, que nous évaluons; le personnel recommande la délivrance d'une licence et la Commission décide en faveur ou contre.

La présidente: Le gouvernement provincial assume-t-il une partie de ces responsabilités?

M. Smythe: Le gouvernement provincial exerce des responsabilités à l'égard de ce que j'appelle les aspects non radiologiques de la protection de la santé et de la sécurité professionnelles, d'une part, et la protection de l'environnement d'autre part. Dans certains cas, la province peut également choisir d'intervenir dans le domaine radiologique, qui est le secteur où nous oeuvrons.

La présidente: En ce qui a trait à la recherche dans le domaine de l'énergie atomique comme celle qui se fait dans les universités et les hôpitaux, quelles sont vos responsabilités?

M. J.W. Beare (directeur des Études normatives, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Les universités et les hôpitaux utilisent des radioisotopes pour divers traitements. Ils possèdent également des accélérateurs, qui sont par définition des installations nucléaires. La Commission y surveille les pratiques en vigueur. Toutefois, nous n'essayons pas d'intervenir dans la relation entre, par exemple, un médecin et son patient.

[Text]

the use of radioisotopes up to the medicine cabinet from which the doctor takes his supplies.

The Chairman: How is he trained?

Mr. Beare: His training is largely the responsibility of the medical community, as for a surgeon, for example.

The Chairman: Do they work with you, or do you guide them?

Mr. Beare: No, not in their use of radioisotopes on their patients. It is a matter for training at their hospitals.

Mr. Smythe: When we issue a licence to a hospital for what are called *in vivo* uses of radioisotopes, it contains a condition that only a qualified medical practitioner may use the radioisotopes named in the licence for the purpose in the licence.

It is the responsibility of the licensee, which in this case is the hospital, to ensure that the doctor is a qualified medical practitioner. In most cases this is determined by reference to the provincial College of Physicians and Surgeons. There is consultation with the board, but the question of qualification of the medical practitioner is left with the province and in turn in most cases with the College of Physicians and Surgeons.

The Chairman: Then who sets the standards for the transportation of the isotopes? Is it you?

• 1930

Mr. Smythe: Again, legally that area is divided between the regulations concerning the container and the preparation for shipment, and those regulations are set by the Atomic Energy Control Board. Regulations dealing with the actual carriage of that material are regulations under the Transportation of Dangerous Goods Act. However, by memorandum of understanding, the Atomic Energy Control Board is the adviser to the Department of Transport on those regulations. So insofar as the technical details of all aspects of transport of radioactive materials are concerned, it is the AECB that is responsible.

The Chairman: Mr. Lévesque, when you were reviewing the regulatory controls that you enforce, did you ever remove a licence?

Mr. Lévesque: Yes. On the board it happens sometimes, and we have removed licences of industries—small industries very often—that were not respecting the licence conditions and were obviously not in a position to respect them. They appealed to the board; they were heard by the board; and the board removed their licence.

[Translation]

Dans le cas des traitements, nous réglementons l'utilisation des radioisotopes jusqu'à l'étape où ils sont mis dans les armoires de médicaments où le médecin s'approvisionne.

La présidente: Où prend-il sa formation?

M. Beare: Sa formation est essentiellement la responsabilité du milieu médical, comme c'est le cas des chirurgiens.

La présidente: Ce milieu travaille-t-il en collaboration avec vous, lui donnez-vous des directives?

M. Beare: Non, pas en ce qui touche l'utilisation des radioisotopes dans les traitements. C'est à l'hôpital qu'il incombe d'assurer la formation dans ce domaine.

M. Smythe: Lorsque nous accordons une licence à un hôpital pour l'utilisation *in vivo* de radioisotopes, celle-ci énonce comme condition que seul un médecin diplômé peut utiliser les radioisotopes précisés dans la licence aux fins qui y sont prévues.

Il appartient au détenteur de la licence, en l'occurrence l'hôpital, de veiller à ce que le médecin ait les compétences voulues. Le plus souvent ces compétences sont déterminées par le collège provincial des médecins et chirurgiens. Celui-ci demeure en communication avec la Commission, mais la question des compétences du médecin relève de la responsabilité de la province, qui la délègue dans la majorité des cas au collège des médecins et chirurgiens.

La présidente: Qui est alors chargé des normes de transport des isotopes? Votre organisme?

M. Smythe: Ici encore, sur le plan légal, les responsabilités sont partagées: les règlements concernant le conteneur et le conditionnement de l'envoi sont établis par la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Les règlements portant sur le transport lui-même des éléments découlent de la Loi sur le transport des marchandises dangereuses. Toutefois, en vertu d'un protocole d'entente, la Commission de contrôle de l'énergie atomique est habilitée à présenter des avis au ministère des Transports au sujet des règlements. Ainsi, les détails techniques se rapportant à tous les aspects du transport des éléments radioactifs relèvent de la responsabilité de la CCEA.

La présidente: Monsieur Lévesque, dans le cadre de vos activités de contrôle réglementaire, vous est-il déjà arrivé de retirer une licence?

M. Lévesque: Oui. La Commission a été contrainte à quelques reprises de retirer leur licence à des entreprises—de petites entreprises le plus souvent—qui ne respectaient pas les conditions de leur licence et qui n'étaient manifestement pas en mesure de les respecter. Ces entreprises ont fait appel à la Commission, qui a entendu leur point de vue, mais qui n'en a pas moins décidé en faveur du retrait.

[Texte]

There were some other cases where people were not respecting the licence. Their licence was revoked. They appealed to the board, and with guidance and help from the board they were able to continue operating and get the licence.

If you remove a licence then you can really bankrupt an industry, so we try as much as possible not to balance in the sense of taking risks but to make sure that the person, who might not be respecting the licence because he might not have sufficient training or he might not be aware of certain things, is provided with help so he can go on with his operation. But we do not compromise at all on the security and the safety of the utilisation.

The Chairman: That is good. Talking about communication with the public and the public perhaps not being aware of the Atomic Energy Control Board, I guess the Nielsen task force addressed this specific issue. What are you doing to make yourselves more prominent, more available to the public? I think Mr. Tupper or perhaps Mr. Porter touched on the issue that the fear of the unknown is the biggest thing. Is it not?

Mr. Lévesque: Every time now that I visit somewhere I am sure the newspapermen know, and I had interviews when I went to visit Bruce and Point Lepreau. The same thing will happen at Gentilly. I would like to be able to work with radio and TV in getting some educational type of program on nuclear energy and its dangers, its safety, etc. I have talked with some educational TV to see if it is possible. I have been there two and one half months, so I am just starting, but this is the type of activity I would like us to get a bit more involved in, some educating roles. Again, as Mr. Blackburn said, this was in Bill C-16.

The Chairman: Some universities actually have their own educational channels. I think they would be delighted to accommodate you and see if we can make the public more aware of your role.

Mr. Tupper: I just want to pick up on your early sequence of last questions with the chairperson about granting permits to mines or mining operations. You clearly mentioned that you grant permits—I think that is the word you used—but it was not clear to me how you monitor safety thereafter. What do you do in the case of an operating mine?

Mr. Lévesque: I think Mr. Smythe can give you all the details of how it is very strictly controlled.

Mr. Smythe: Once the mine is licensed we have inspectors who visit the mine. In Elliot Lake, for example, we have an office with five inspectors. We inspect the mines in Saskatchewan from people based in Ottawa. Basically, the process is no different from any other part

[Traduction]

Il est arrivé également que, par suite de l'annulation d'une licence pour non-respect des conditions stipulées, la Commission ait jugé, dans une procédure d'appel, que l'entreprise demeurait apte à poursuivre son exploitation avec l'aide et les conseils de la Commission.

Il faut dire que la résiliation d'une licence peut entraîner la faillite de l'entreprise. C'est pourquoi nous essayons de trouver un compromis, non pas en prenant des risques, mais en vérifiant si l'exploitant possède bien la formation voulue et connaît suffisamment les règlements. Dans la négative, nous essayons de l'aider à poursuivre son exploitation. Mais nous restons inébranlables dans nos résolutions si la sécurité ou la sûreté d'utilisation est le moins affectée.

La présidente: Heureusement. Pour aborder maintenant le sujet de la communication avec le public et le fait que la population n'a peut-être jamais entendu parler de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, je sais que le groupe de travail Nielsen s'est intéressé à cet aspect. Pour votre part, que faites-vous pour mieux vous faire connaître de la population, pour vous mettre à son service? Je crois que M. Tupper ou peut-être M. Porter ont déjà signalé que la peur était sans doute l'obstacle le plus difficile à surmonter. Est-ce exact?

M. Lévesque: Chaque fois que je me rends quelque part, je peux être assuré que les journalistes seront au courant et j'ai accepté d'être interviewé lorsque je suis allé à Bruce et à Point Lepreau. Même chose à Gentilly. J'aimerais cependant pouvoir travailler en collaboration avec la radio et la télévision à mettre sur pied un programme d'éducation sur l'énergie nucléaire et ses dangers, sa sécurité, etc. J'ai déjà rencontré les responsables de certaines stations de télévision éducative, afin de sonder le terrain. Je ne suis en poste que depuis deux mois et demi, de sorte que les choses ne font que commencer, mais ce genre d'activité m'intéresse car à mon avis l'éducation a un rôle important à jouer. Comme l'a déclaré M. Blackburn, il en est question dans le projet de loi C-16.

La présidente: Certaines universités ont leur propre canal de télévision éducative. Je suis sûr qu'elles seraient ravies de vous accueillir et d'essayer de sensibiliser la population au travail que vous faites.

M. Tupper: Je reviens aux questions que posait le président sur la délivrance de permis à des exploitations minières et industrielles. Vous avez affirmé que vous accordiez des permis, mais sans préciser comment vous assurerez la sécurité par la suite. Que faites-vous dans le cas d'une mine en exploitation?

M. Lévesque: Je crois que M. Smythe peut vous donner tous les détails des contrôles rigoureux qui sont effectués.

M. Smythe: Après que l'exploitation minière a obtenu sa licence, nos inspecteurs se rendent sur place pour visiter la mine. À Elliot Lake, par exemple, nous avons un bureau qui comprend cinq inspecteurs. Ce sont nos équipes d'Ottawa qui inspectent les mines de la

[Text]

of the nuclear field cycle. We inspect periodically with them.

• 1935

Mr. Lévesque: There are conditions in the licence for safe operation.

Mr. Tupper: But what would a mine inspection consist of?

Mr. Smythe: A large part of it is checking the environmental working conditions. We have people who take measurements of the concentrations of radon daughters and dust in the air.

Mr. Tupper: Of radon.

Mr. Smythe: Well, no. We measure what is called radon daughters, which are the radioactive decay products of radon. What we are doing is really auditing what the operator of the mine is doing continuously. It is his responsibility to monitor that environment and we are auditing that function. We also look at the ventilation systems to ensure that the operator is ventilating according to the conditions under which he has told us he is going to do it.

Mr. Lévesque: Those are licence conditions.

Mr. Smythe: Yes. That is the activity in the mine. We are also involved in the mill and in the management of the tailings from the mill. In that case, we are inspecting primarily the physical condition of the tailings area.

Mr. Tupper: For instance, in your Elliot Lake operation would you have a mining engineer on staff who would be able to monitor those flow rates, those ventilation rates that you speak about?

Mr. Smythe: In Elliot Lake we have an office with five inspectors and three of those are people who are mining engineers. Two of them are technicians who mainly take measurements. But again, their function is to audit what the operator is doing.

Mr. Dean Clay (Committee Researcher): Gentlemen, on page 3 of your most recent annual report it states:

All persons or organizations operating nuclear facilities or using or possessing prescribed substances must conform with the AEC regulations, except where specifically exempted.

Could you give us some indication of what those exemptions might be?

Mr. Smythe: The exemptions are primarily for the uses of prescribed substances or radioisotopes, if you prefer to use that term. There are exemptions based on quantity, on concentrations. For example, most of the smoke detectors that are used in homes contain radioactive material, and part of the regulations exempts the owner of the home

[Translation]

Saskatchewan. Au total, le processus ne diffère guère de celui qui s'applique à tous les autres aspects du cycle nucléaire. Nous effectuons des inspections régulières.

M. Lévesque: Les licences comportent des conditions d'exploitation sécuritaire.

M. Tupper: Comment se fait une inspection de mine?

M. Smythe: Une partie importante de l'inspection est consacrée à l'examen des conditions ambiantes de travail. Nous mesurons les concentrations de produits de filiation du radon et de poussière dans l'air.

M. Tupper: Du radon?

M. Smythe: Plus exactement, nous mesurons ce que nous appelons les produits de filiation du radon, qui sont les produits radioactifs de désintégration du radon. Nous vérifions en fait les pratiques courantes de l'exploitant de la mine. Il lui incombe de contrôler le milieu ambiant et nous vérifions s'il s'acquitte de cette fonction. Nous examinons également les systèmes de ventilation pour voir si l'exploitant se conforme aux conditions qu'il a lui-même précisées.

M. Lévesque: Les conditions de sa licence?

M. Smythe: Oui, telles qu'elles s'appliquent aux activités de la mine. Nous inspectons également les usines où nous nous intéressons à la gestion des déchets. Dans ce cas, nous mesurons surtout les caractéristiques physiques du secteur des déchets.

M. Tupper: À titre d'illustration, dans les installations d'Elliot Lake, auriez-vous dans l'effectif un ingénieur des mines capable de contrôler les taux d'aération ou de ventilation dont vous parlez?

M. Smythe: À Elliot Lake, nous avons un bureau comprenant cinq inspecteurs, dont trois sont ingénieurs des mines. Les deux autres sont des techniciens qui s'occupent principalement des mesures. Leurs fonctions consistent cependant à vérifier les pratiques de l'exploitant.

M. Dean Clay (rechercheur du Comité): Messieurs, on peut lire à la page 3 de votre rapport annuel le plus récent:

Toute personne ou tout organisme qui exploite des installations nucléaires, ou qui utilisent ou possèdent des substances prescrites, doit se conformer aux règlements de AEC, sauf exemption expresse.

Pourriez-vous nous expliquer la nature de ces exemptions?

M. Smythe: Les exemptions visent surtout l'utilisation de substances prescrites ou de radioisotopes, si l'on préfère ce terme. Certaines exemptions sont fondées sur la quantité, les concentrations. Par exemple, la plupart des détecteurs de fumée que l'on trouve dans nos maisons comprennent des éléments radioactifs. Les règlements

[Texte]

from requiring a licence for them. The person who sells those, the distributor, does have to have a licence.

Mr. Clay: This will complete the discussion of the scope of the authority of the Atomic Energy Control Board. You mentioned that your regulations are applied to all Crown agencies, even though in some cases there may be a legal question as to your authority to apply them. Has there ever been any instance where an agency has refused to accept any of your regulations?

Mr. Lévesque: Not to my knowledge, but I have not been there very long. Maybe some of my colleagues will recall some incident.

Mr. Smythe: I do not think there has been. I think certain organizations have questioned but have never refused to accept the control.

Mr. Clay: During the course of the slide presentation it was mentioned that the 1980 SECOR study is the only Canadian study which has looked at the cost of regulating the nuclear power industry. Would your estimates of the marginal cost of regulation have largely been drawn from that study?

Mr. Lévesque: They do come from that study.

Mr. Clay: Was there anything that happened in the Pickering pressure tube failure or the Chernobyl accident, in terms of what the board recommended for changed operating procedures or changed reactor design, which would significantly change the numbers that the 1980 study put forward?

• 1940

Mr. Domaratzki: The answer is no.

Mr. Clay: In a document called *Nuclear Sector Focus*, which AECL left with the committee when it appeared before us, a table showed the average construction time to complete reactors in various countries. It was notable that in one of those tables for reactors starting up commercial power production in 1986, the length of time required in the United States to have brought reactors to that point was 147 months; in Canada it was 110 months, and in selected western European countries and Japan it seemed to range anywhere from about 60 to 90 months. To what degree would you say these disparities in reactor construction time reflect the regulatory environment in which those reactor programs are going ahead?

Mr. Domaratzki: My assessment would be that the regulatory environment is not on the critical path in the construction of nuclear power plants. Perhaps I should rephrase that a little. The regulator or the regulatory environment should not be on the critical path. Because the designer was slow getting his information to the Atomic Energy Control Board or the owners were late in training their operators, there probably have been cases

[Traduction]

prévoient une exemption de licence pour le propriétaire de la maison. Mais la personne qui vend ces détecteurs, le distributeur, est tenue de posséder une licence.

M. Clay: Ma question revient sur l'étendue des pouvoirs de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Vous avez mentionné que vos règlements s'appliquent à tous les organismes de l'État, même si parfois on peut s'interroger sur le fondement légal de vos pouvoirs. Est-il déjà arrivé qu'un organisme refuse de se soumettre à vos règlements?

M. Lévesque: Pas à ma connaissance, mais je ne suis pas en poste depuis très longtemps. Mes collègues sont-ils au courant d'un incident de ce genre?

M. Smythe: Je ne crois pas que la chose se soit produite. Certains organismes se sont interrogés, je pense, mais n'ont jamais refusé de se mettre aux contrôles.

M. Clay: Au cours du diaporama, il a été mentionné que l'étude de SECOR de 1980 est la seule au Canada qui ait examiné le coût de la réglementation de l'industrie de l'énergie nucléaire. Vos estimations du coût marginal de la réglementation proviennent-elles de cette étude?

M. Lévesque: Oui, c'est effectivement de cette étude qu'elles proviennent.

M. Clay: Les facteurs à l'origine de la défectuosité des tubes de force de Pickering ou de l'accident de Chernobyl, si l'on se reporte aux changements dans la procédure d'exploitation ou dans la conception des réacteurs recommandés par la Commission ont-ils pour effet de modifier les chiffres avancés dans cette étude de 1980?

M. Domaratzki: Non, pas du tout.

M. Clay: Dans un document intitulé *Coup d'oeil sur le nucléaire*, que les porte-paroles d'EACL nous ont laissé lorsqu'ils ont comparu, il y a un tableau qui montre les délais moyens de construction des réacteurs dans divers pays. On peut constater dans l'un de ces tableaux, non sans étonnement, que pour les réacteurs qui ont commencé une production commerciale d'énergie en 1986, il a fallu un délai de 147 mois aux États-Unis, de 110 mois au Canada et de 60 à 90 mois dans les pays envisagés de l'Europe de l'Ouest et au Japon. Dans quelles mesures, à votre avis, ces différences dans les délais de construction témoignent-elles de l'appareil réglementaire qui régit les programmes nucléaires?

M. Domaratzki: Pour ma part, je dirais que l'appareil réglementaire se situe à l'écart des échéanciers de construction des centrales nucléaires. Je veux dire par là que l'organisme de réglementation ou les autorités réglementaires ne sont pas visés par les échéanciers. Certains retards peuvent être imputables au fait que le cabinet d'étude a tardé à transmettre l'information à la Commission de contrôle de l'énergie atomique ou que les

[Text]

where we impacted on their schedule, but not to large amounts.

The regulatory process in this country is understood well enough by the utilities and by the designers. They can certainly plan their work in such a fashion that it should not be an impediment in their schedule.

Mr. Clay: Would that be the case in the United States as well? Is the delay there largely caused by legal challenges and by various groups opposing the construction?

Mr. Domaratzki: I think it is variable, but I hesitate to answer for the United States because I am not totally familiar with it.

The slide that makes the most sense to me is one I saw in the United States. It showed the variation in time to build a plant and the variation in the cost of plants. The information told that well-organized utilities in the United States could build plants on time and on schedule; others could not.

Mr. Clay: I like that answer.

In your comments about the regulatory research program the board supports, which I gather is carried out entirely under contract, you note that your expenditure is less than \$3 million, whereas in the case of the Nuclear Regulatory Commission in the United States, it is about \$110 million. Even in Canada, the projected expenditures for nuclear energy research and development by AECL will be \$142 million in the current fiscal year; yours are less than 2% of that amount. Is this level of expenditure sufficient to achieve the two objectives you state in your annual report: to assist the board in making correct, timely and credible decisions with in terms of its regulatory mandate and to augment the related research and development programs of the industries being regulated?

Mr. Lévesque: As I said to this committee before, I do not think we have enough money for research. The industry might be doing some research, but this is just one aspect of it. We do not want to do the research the industry does, but we have to have the means to be able to verify and to do some of our own research to check some of the results they have. We have a relatively long list of projects waiting for money to be available. Mr. Beare could probably add to that.

Mr. Beare: I think when one looks at the difference in the style of regulation between the United States and Canada, although both countries place the onus for safety on the licensee, I think you will find that in Canada we are more strict on the matter than are the authorities in the United States. This is partly because we are dealing

[Translation]

propriétaires avaient omis de former le personnel préposé à l'exploitation. Mais ces retards demeurent marginaux.

Le processus de réglementation au Canada est assez bien compris par les entreprises de service public et par les cabinets d'études. Ceux-ci, par conséquent, peuvent planifier leur travail de manière à ce que les exigences des règlements ne viennent pas entraver l'avancement de leurs travaux.

M. Clay: Qu'en est-il aux États-Unis? Les poursuites judiciaires et les pressions des groupes qui s'opposent aux travaux de construction n'expliquent-ils pas en grande partie les retards dans ce pays?

M. Domaratzki: Dans certains cas, peut-être, mais j'hésite à me prononcer dans le cas des États-Unis dont je ne connais pas parfaitement la situation.

J'ai toutefois eu l'occasion de voir là-bas une diapositive extrêmement enrichissante. Elle montrait les écarts dans les délais et les coûts de construction des diverses centrales. On pouvait voir que les services publics américains bien organisés arrivaient à construire leur centrale selon les échéanciers, tandis que d'autres accusaient des retards.

M. Clay: Votre réponse me plaît.

Dans vos observations sur le programme de recherche dans le domaine de la réglementation, que la Commission finance intégralement à contrat, si j'ai bien compris, vous faisiez remarquer que vos dépenses sont inférieures à 3 millions de dollars, alors que la *Nuclear Regulatory Commission* des États-Unis a investi quelque 110 millions de dollars. Mais même au Canada, on calcule que EACL affectera 142 millions au cours de l'exercice à des travaux de recherche et de développement dans le domaine de l'énergie nucléaire. Or, vous vous contentez de moins de 2 p. 100 de ce montant. Ce niveau d'investissement est-il suffisant pour vous permettre d'atteindre les deux objectifs que vous énoncez dans votre rapport annuel: aider la Commission à prendre des décisions pertinentes, rapides et crédibles pour s'acquitter de son mandat de réglementation et compléter les programmes de recherche et de développement des entreprises réglementées?

M. Lévesque: Comme je l'ai déjà dit aux membres du Comité, je ne crois pas que nous disposions de suffisamment d'argent pour la recherche. Certes, l'industrie se livre à certains travaux de recherche, mais on ne peut s'en remettre complètement à elle. Sans vouloir reprendre les mêmes travaux, il nous faut bien être en mesure de vérifier certains aspects de cette recherche afin d'en évaluer les résultats. Notre liste de projets de recherche à entreprendre est relativement longue et nous attendons que des fonds soient débloqués. M. Beare pourrait sans doute compléter mes propos.

M. Beare: Si l'on prend la peine de comparer les modes de réglementation des États-Unis et du Canada, même si les deux pays obligent les détenteurs de licence à assurer la sécurité, on s'aperçoit que le Canada est beaucoup plus strict à cet égard que ne le sont les autorités américaines. Cela s'explique sans doute, du

[Texte]

with one big utility and one research company, making the power reactor business a very highly centralized type of industry.

[Traduction]

moins en partie, par le fait que n'ayant qu'une seule grande entreprise de services publics et qu'une seule société de recherche, nous nous retrouvons avec une industrie de réacteurs de puissance extrêmement centralisée.

• 1945

The United States is dealing with four nuclear suppliers and quite a few utilities, which vary from a handful about the size of Ontario Hydro to twenty or more with one or two reactors like say New Brunswick Power. With New Brunswick and Hydro-Québec, their personnel exchanges with the rest of the industry are so close that it is still highly integrated. In the United States, however, it is a much more fragmented system. The regulatory body thus has to take much more of a central leadership position, not only in determining the safety goals, but also in deciding how to achieve them. Here we can take the approach of identifying safety goals and charging the industry with doing the research necessary to meet them.

Les États-Unis ont à composer avec quatre fournisseurs de matériel nucléaire et un nombre appréciable d'entreprises de services publics, dont quelques-unes sont de l'envergure d'Hydro-Ontario tandis qu'une vingtaine ou d'avantage, de la taille de New Brunswick Power, n'exploitent qu'un ou deux réacteurs. Dans le cas du Nouveau-Brunswick et d'Hydro-Québec, les échanges de personnel avec le reste de l'industrie sont si réguliers que tout le secteur demeure hautement intégré. Aux États-Unis, en revanche, le réseau est beaucoup plus fragmenté. L'organisme de réglementation est donc obligé d'affirmer davantage son autorité, non seulement en fixant les objectifs de sécurité mais en décidant également des moyens pour les atteindre. Au Canada, nous pouvons nous contenter de préciser les objectifs de sécurité et de demander à l'industrie de faire la recherche nécessaire pour les réaliser.

Where we fall short of the United States is in doing the independent verification. The industry may do tests to resolve a certain safety question, but rarely does the board do confirmatory work for independent verification of that kind of activity. As a result, our regulatory support program, which now includes quite a bit of research, tends to consist of a large number of relatively small activities and a lot of work in setting standards. Some of these standards have nothing to do with reactors. In the uranium mining industry, for example, they do not do much research into health and safety conditions for their workers, so it falls to the board to do a lot of that kind of work.

Le secteur où nous nous faisons damer le pion par les Américains, c'est celui des vérifications indépendantes. Ainsi, l'industrie peut procéder à des essais pour résoudre un problème de sécurité, mais il est rare que la commission entreprenne des travaux de vérification indépendants de ses activités. C'est pourquoi notre programme d'étude normative, qui comprend maintenant un volet de recherche considérable, porte surtout sur un grand nombre d'activités relativement modestes et sur beaucoup de travaux d'établissement de normes. Certaines de ces normes n'ont d'ailleurs rien à voir avec les réacteurs. Dans l'industrie des mines d'uranium, par exemple, la recherche sur la santé et la sécurité des ouvriers est passablement limitée de sorte que la responsabilité en retombe sur la commission.

In the reactor areas, the industry is much more organized for research, although I must say that the cut-backs to AECL will undoubtedly have some impact on their safety research as well as their other types of research.

Pour ce qui est des réacteurs, l'industrie dispose d'une meilleure infrastructure de recherche, bien qu'il me faille signaler que les compressions du budget d'EAEL auront sans aucun doute des incidences sur les activités de recherche en matière de sécurité ou autre.

The Chairman: Mr. Domaratzki, we requested two documents. Perhaps you could provide them afterwards. And it turns out we also need the operational safety assessment review.

La présidente: Monsieur Domaratzki, nous avons demandé deux documents que vous pourriez peut-être nous remettre plus tard. Nous allons toutefois avoir besoin en plus de l'étude d'évaluation de la sécurité opérationnelle.

Mr. Domaratzki: Fine.

M. Domaratzki: Très bien.

The Chairman: On behalf of the committee, Mr. Lévesque, I want to thank you and your colleagues.

La présidente: Au nom du Comité, monsieur Lévesque, je tiens à vous remercier, vous et vos collègues.

Mr. Lévesque: Thank you.

M. Lévesque: Merci.

[Text]

The Chairman: Committee, we have a meeting tomorrow morning at 9 a.m. in Room 307, West Block, with the nuclear research Energy Probe group.

The meeting is adjourned.

[Translation]

La présidente: Mesdames et messieurs, une réunion est prévue pour demain matin à 9 heures, à la salle 307 de l'Édifice de l'ouest, avec le groupe de recherche nucléaire, *Energy Probe*.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Atomic Energy Control Board:

René J.A. Lévesque, President;

Zigmund Domaratzki, Director General, Directorate of
Reactor Regulation;

David Smythe, Director General, Directorate of Fuel
Cycle and Materials Regulation;

John Beare, Director, Regulatory Research Branch;

R.W. Blackburn, Director, Planning and
Administration Branch.

TÉMOINS

De la Commission de contrôle de l'énergie atomique:

René-J.-A. Lévesque, président;

Zigmund Domaratzki, directeur général, Direction
générale de la réglementation des réacteurs;

David Smythe, directeur général, Direction générale de
la réglementation des matières nucléaires et des
radioéléments;

John Beare, directeur, Direction des études normatives;

R.W. Blackburn, directeur, Direction de la
planification et de l'administration.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 33

Thursday, November 19, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 33

Le jeudi 19 novembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

Energy, Mines and Resources

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the economics of nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'économie de la puissance nucléaire au Canada

WITNESS:

(See back cover)

TÉMOIN:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
John MacDougall
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, NOVEMBER 19, 1987

(53)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:11 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Members present: John Parry and Fernand Robichaud.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witness: From Energy Probe: Norm Rubin, Director, Nuclear Research.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

Norm Rubin made a statement and answered questions.

At 10:52 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 19 NOVEMBRE 1987

(53)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 11, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Bob Porter, Barbara Sparrow.

Membres suppléants présents: John Parry, Fernand Robichaud.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoin: De l'Enquête énergétique: Norm Rubin, directeur, Recherche nucléaire.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Norm Rubin fait une déclaration et répond aux questions.

À 10 h 52, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

*[Recorded by Electronic Apparatus]**[Texte]*

Thursday, November 19, 1987

• 0911

The Chairman: Order. The order of the day is the economics of nuclear power in Canada. This morning we have a witness from Energy Probe, Mr. Norm Rubin, director of nuclear research.

We welcome you, Mr. Rubin, and thank you for coming before the committee. The purpose of this meeting is to explore some of the arguments that have been raised against continuing with nuclear power development in Canada. I do believe you have an opening statement.

Mr. Norm Rubin (Director, Nuclear Research, Energy Probe): The federal involvement in the nuclear industry is thorough. It started at the very beginning. The nuclear business in Canada began at Chalk River as an endeavour of our country and our allies as part of the Manhattan Project. It emerged with a full head of steam from World War II, still largely a military endeavour, with the first good-sized reactor, the NRX, at Chalk River, which operated for approximately 20 years, beginning at the end of the war, to make plutonium for the U.S. weapons program.

We have slowly been beating swords into ploughshares, and we have slowly been trying to wean this endeavour from the purse-strings of the federal taxpayer. And we have been making some progress. I think it is worth saying that frankly, especially under the present government, there is a plan for decreasing the levels of taxpayer funding, especially to Atomic Energy of Canada Limited, the Crown corporation that does research and development and export sales of nuclear reactors. And as I am sure the members know, there is a plan under way to decrease the funding by approximately 50% for federal funding for nuclear research and development over the years 1985 to 1990. That program is certainly a step in the right direction; that is, the withdrawal of subsidies to research and development for what claims to be a commercially viable program by now.

• 0915

I think the toughest question this committee may address is the commercial viability or the maturity of the nuclear industry in Canada. One of the points I want to leave you with is that we are not talking here about an Avro Arrow. I do not want to get into a debate about the merits of the Avro Arrow case, but whatever its merits

TÉMOIGNAGES

*[Enregistrement électronique]**[Traduction]*

Le jeudi 19 novembre 1987

La présidente: La séance est ouverte. A l'ordre du jour, nous avons l'aspect économique de l'énergie nucléaire au Canada. Ce matin nous avons un témoin de Energy Probe, M. Norm Rubin, directeur de la recherche nucléaire.

Monsieur Rubin, nous vous souhaitons la bienvenue et nous vous remercions de votre présence. L'objet de la réunion est d'étudier certains des arguments qui ont été soulevés contre le développement de l'énergie nucléaire au Canada. Je crois que vous avez préparé un exposé préliminaire.

M. Norm Rubin (directeur, Recherche nucléaire, Energy Probe): Le gouvernement fédéral est fortement impliqué dans l'industrie nucléaire, depuis les tout débuts. L'industrie nucléaire a commencé au Canada à Chalk River; c'était une entreprise de notre pays et de nos alliés dans le cadre du projet Manhattan. A la fin de la Seconde Guerre mondiale, elle était déjà bien lancée; c'était toujours une entreprise surtout militaire, le premier réacteur de bonne taille, le NRX de Chalk River, qui a fonctionné pendant environ 20 ans à compter de la fin de la guerre, faisant du plutonium pour le programme d'armements américain.

Nous avons lentement transformé nos épées en charrue et nous avons tranquillement tenté de détacher cette entreprise des cordons de la bourse du contribuable fédéral. Et nous avons accompli certains progrès. Je crois qu'il vaut la peine de dire que, surtout sous l'actuel gouvernement, on prévoit de diminuer le financement en provenance des contribuables, particulièrement à l'égard d'Énergie atomique du Canada Limitée, la société d'État qui s'occupe de recherche et de développement et de vente de réacteurs nucléaires à l'exportation. Je suis certain que les membres du Comité sont au courant de l'existence d'un plan prévoyant une diminution d'environ 50 p. 100 du financement fédéral de la recherche et du développement nucléaires entre 1985 et 1990. Ce programme est certes un pas dans la bonne direction, c'est-à-dire l'arrêt des subventions pour la recherche et le développement dans le cadre d'un programme qui se veut maintenant commercialement viable.

Je crois que la question la plus difficile à laquelle ce Comité puisse faire face est celle de la viabilité commerciale ou de la maturité de l'industrie nucléaire au Canada. Je tiens à dire qu'il ne s'agit pas ici d'un «Avro Arrow». Je ne veux pas ouvrir le débat sur le fond de cette affaire, mais quoi qu'il en soit, il s'agissait d'un

[Texte]

were, we were dealing there with a prototype that was barely off the ground physically and was not off the ground commercially.

In the CANDU, we are talking about an industry that just celebrated the 40th anniversary of the opening of its first reactor, the NRX reactor at Chalk River. The first so-called full-scale nuclear generating station in Canada was the Douglas Point Nuclear Generating Station, which shut down forever approximately two years ago after 17 years of operation; 17 years is also approximately the age of the oldest reactors at Pickering.

We have been trying to sell nuclear reactors at home and abroad for roughly 20 years. I think the government policies must reflect the fact that this industry is in a commercial sense presumably about as full-grown as it is going to get. If it cannot pay its bills now, then it may be for a very good reason; the reason may be that nobody wants to buy the product.

There are obviously a number of complications in this decision, one of the most interesting of them being public attitudes towards nuclear power. They are certainly changing. They are changing in a direction that gives me great comfort because I have always predicted that as the public came to know this technology better, it was going to be less willing to have its money thrown at it, not more willing.

I recall that when I was new on the job at Energy Probe approximately nine-odd years ago I was debating against members of the nuclear industry who were as convinced as I was that the future would unfold in the opposite direction. They were convinced at the time—and I believe sincerely convinced—that if the public came to know the technology as well as they did, the public would support it as much as they did. History has not been kind to them. Public awareness levels of the nuclear industry and of details... No matter how the pollsters ask the public what they know and how much they know about the nuclear industry, the public is now quite savvy about nuclear power. It was, in hindsight, remarkably ignorant in 1978-79 when I began in this field. For example, in Ontario a majority of the public was not aware that one could use nuclear power to generate electricity. In Ontario, where we then had roughly 25% of the electricity generated by nuclear means, a majority of the public was under the impression that it could not be done.

We have come a long way since then. The last poll I have seen asked the public, among other things, what proportion of Ontario's electricity is generated by nuclear means. At least the average of the answers was something correct to three significant digits of the actual true answer. Averages are a little bit deceiving perhaps. We could go into the significance of this, but nonetheless we have come a long way. We have come a long way in awareness. We have come a long way in awareness of advantages and

[Traduction]

prototype qui avait à peine quitté le sol matériellement, et pas du tout commercialement.

Dans le cas du CANDU, il s'agit d'une industrie qui vient de célébrer le 40^e anniversaire de la mise en service de son premier réacteur, le réacteur NRX de Chalk River. La première centrale nucléaire dite de grande taille au Canada était celle de Douglas Point, qui a fermé à jamais il y a environ deux ans après 17 années de fonctionnement; c'est également à peu près l'âge du plus vieux réacteur de Pickering.

Il y a environ 20 ans que nous tentons de vendre des réacteurs nucléaires au Canada et à l'étranger. Je crois que les politiques gouvernementales doivent refléter le fait que cette industrie a vraisemblablement atteint, sur le plan commercial, son plein développement. Si elle ne peut actuellement acquitter ses factures, il y a peut-être à cela une très bonne raison, c'est-à-dire que personne ne veut acheter le produit.

Il existe manifestement un certain nombre d'éléments qui viennent compliquer cette décision, dont l'un des plus intéressants sont les attitudes du public envers l'énergie nucléaire. Ces attitudes sont certes en évolution. Elles évoluent dans un sens qui me rassure beaucoup, car j'ai toujours prédit qu'à mesure qu'il en viendrait à mieux connaître cette technologie, le public serait moins disposé à y consacrer son argent.

Je me souviens que lorsque j'ai entrepris mon travail à Energy Probe, il y a environ neuf ans, je discutais avec les membres de l'industrie nucléaire qui étaient tout aussi convaincus que moi que l'avenir se développerait en sens opposé. Ils étaient convaincus à l'époque—et je crois qu'ils étaient sincères—que si le public en venait à connaître la technologie aussi bien qu'eux, il l'appuierait tout autant qu'eux. L'histoire ne leur a pas donné raison. La connaissance qu'a le public d'une industrie nucléaire et de ses détails... peu importe la façon dont les sondages demandent au public ce qu'il connaît et l'étendue de ses connaissances sur l'industrie nucléaire, le public est maintenant bien au courant de l'énergie nucléaire. Avec le recul, je constate qu'il était remarquablement ignorant en 1978-1979 quand j'ai commencé à oeuvrer dans ce domaine. Par exemple, en Ontario, une majorité de la population n'était pas au courant qu'il était possible d'utiliser l'énergie nucléaire pour produire de l'électricité. En Ontario, à une époque où environ 25 p. 100 de l'énergie était produite par des moyens nucléaires, la majorité de la population avait l'impression que c'était impossible.

Nous avons fait beaucoup de chemin depuis lors. Le dernier sondage que j'ai vu demandait au public, entre autres, quelle proportion de l'électricité ontarienne est produite par des moyens nucléaires. La moyenne des réponses concordait jusqu'à trois chiffres significatifs avec la véritable réponse. Il est vrai que les moyennes sont peut-être un peu trompeuses. Nous pourrions discuter de la signification de ce fait, mais néanmoins nous avons fait beaucoup de chemin. Nous avons fait beaucoup de

[Text]

of disadvantages. I believe we are coming to a social consensus that the disadvantages are simply greater than the advantages.

• 0920

According to the latest Gallup poll, support for expanding nuclear energy generation in Canada has dropped from I believe the number is 41% ten years ago to 13% in the last poll. Thirteen percent of Canadians now want to expand the nuclear industry in Canada, believe there should be more nuclear energy. I believe it is 40% that believe the entire industry should be shut down, that we should stop. The timeframe of whether that should be done in a minute or in a decade is not in Gallup's question. The other large segment, the 37% I believe it is, says there should be no expansion, that we should basically hold fast where we are.

I think both the state of public opinion and the direction of public opinion heightens the question of subsidies. It heightens the question of what the role of the federal government is in giving money for research and development for new reactor designs—for example, giving money even for research and development into improvements to present reactor designs.

I think you have to ask yourselves whether the federal taxpayer should even be paying for the regulation of the nuclear industry. Here we have an industry that needs an unusual number and an unusual sophistication of policemen, that in order for the public to accept any nuclear industry it demands that there be inspection and safety standards. Is that a cost of nuclear power, or is that a cost of running the country? I think you have to ask yourselves that question.

Is research and development into the disposal of nuclear waste a cost of running a country? Is that a cost of being a Canadian, or is that a cost of using nuclear power? I believe that is a cost of nuclear power. Without nuclear power you do not make nuclear waste. Without nuclear waste you do not need a disposal program on nuclear waste. That, it seems to me, is a cost of doing business in the nuclear business, and it is a cost the nuclear business is not now paying. The federal taxpayer from west to east is paying for that. I believe we are charging the wrong party.

The cost of export promotion of nuclear reactor sales, at last count 25% of the loans from the Export Development Corporation had gone to reactor exports. I do not believe that is why we set up EDC. I do not believe that is why we have an export promotion program. If we already subsidize the product, and in addition we use a program that I believe was designed largely to help the huge number of exporters and potential exporters in the private sector in this country, a program that was designed to help them find their way into markets that they might

[Translation]

chemin sur la voie de la conscience des avantages et des désavantages. Je crois que nous en arrivons à un consensus social selon lequel les désavantages l'emportent tout simplement sur les avantages.

Selon le dernier sondage Gallup, alors qu'il y a 10 ans 41 p. 100 je crois appuyaient l'expansion de l'énergie nucléaire au Canada, maintenant 13 p. 100 des Canadiens désirent l'expansion de l'industrie nucléaire canadienne et croient qu'il devrait y avoir davantage d'énergie nucléaire. Je crois que le pourcentage de ceux qui croient qu'il faut mettre un terme à cette industrie est de 40 p. 100. Le sondage Gallup n'a pas demandé si cela devrait se faire à l'instant ou dans une décennie. L'autre segment important, je crois qu'il est de 37 p. 100, déclare qu'il ne devrait pas y avoir d'expansion, que nous devrions en rester où nous sommes.

Je crois que la situation et l'orientation de l'opinion publique accroissent l'importance de la question des subsides, de la question du rôle du gouvernement fédéral comme bailleur de fonds pour la recherche et le développement à l'égard de nouveaux réacteurs—par exemple, même donner de l'argent pour la recherche et le développement à l'égard d'améliorations aux réacteurs actuels.

Je crois qu'il faut vous demander si le contribuable fédéral devrait même payer la réglementation de l'industrie nucléaire. Il s'agit d'une industrie qui exige des policiers en nombre inusité, et des policiers possédant des connaissances inusitées. Pour que le public accepte une industrie nucléaire, il exige qu'il y ait des inspections et des normes de sécurité. Est-ce là un coût qui découle de l'énergie nucléaire, ou de l'administration du pays? Je crois que c'est une question que vous devez vous poser.

Est-ce que la recherche et le développement sur la façon de disposer des déchets nucléaires fait partie du coût normal de fonctionnement d'un pays? Est-ce là ce qu'il en coûte d'être Canadien, ou ce qu'il en coûte d'utiliser l'énergie nucléaire? Je crois que c'est un coût de l'énergie nucléaire. Sans énergie nucléaire, il n'y a pas de déchets nucléaires. Sans déchets nucléaires, point n'est besoin d'un programme concernant la façon d'en disposer. Il me semble que c'est là un coût lié à l'entreprise nucléaire, et c'est un coût que l'entreprise nucléaire ne défraie pas à l'heure actuelle. C'est le contribuable fédéral, de l'ouest à l'est, qui assume ce coût. Je crois que la facture est mal adressée.

Quant au coût de la promotion des exportations de réacteurs nucléaires, selon les derniers chiffres, 25 p. 100 des prêts de la Société pour l'expansion des exportations étaient allés aux exportations de réacteurs. Je ne crois pas que c'est pour cela que nous avons constitué la SEE. Je ne crois pas que c'est pour cela que nous avons un programme de promotion des exportations. Si nous subventionnons déjà le produit, et si en plus nous utilisons un programme qui, à mon avis, a été conçu essentiellement en vue d'aider le grand nombre

[Texte]

not be quite sophisticated or large enough or powerful enough to find their way into on their own, again 25% has gone to a large sophisticated, heavily subsidized nuclear industry with a product whose prices already are artificially lowered by government subsidies from day one.

The cost of nuclear safety, and specifically the cost of the risk of catastrophic reactor accidents, is one that is now not borne by the industry. The main federal contribution to that is in the passage of a law, which I like to think is the craziest law on the books of the federal government. It is called the Nuclear Liability Act. It was passed in 1970, proclaimed in 1976, and it is a response to this problem. The problem is that despite anybody's best efforts to wrap nuclear reactors in plastic bags and put concrete over the plastic bags, to aim fire hoses at the source of the heat, and to have multiplicative computer systems to turn the fire hoses on, one cannot eliminate the possibility that some of the enormous inventory of poison that we call a nuclear reactor will get out.

• 0925

If 1% or 2% of the poison in one reactor were to get out, we would have a catastrophe of unparalleled proportion in Canada—not unparalleled in the Ukraine, but unparalleled in Canada. This is a risk the nuclear industry has always considered unacceptable while proclaiming publicly that it is acceptable; that is, their feet have gone in one direction while their mouth has gone in the other. Their mouth has said, "Why would you worry about a vanishingly small risk?" while their feet have said, "We will not be in this business if we have to take responsibility for this same vanishingly small risk."

The federal government in its wisdom responded, as has every other country where the nuclear industry does business outside of the Eastern Bloc countries. . . our federal government to its credit was at least slow to respond. We were one of the last countries to pass a law of this kind. However, we did respond by passing an extremely generous one, which completely holds blameless all parties in the nuclear industry except the licensee, the owner-operator, of a nuclear reactor and exposes that party, which is Ontario Hydro where I come from, only to the first \$75 million of consequences of a reactor accident. This is in itself an entry into Alice's Wonderland, into cloud cuckoo land, which has nothing to do with the reality of nuclear power.

The reality of nuclear power is that it is a scary technology. If you do not believe it is scary to rational people, try taking away the protection of the Nuclear Liability Act from GE and Westinghouse and see what

[Traduction]

d'exportateurs et d'exportateurs éventuels du secteur privé du Canada, un programme destiné à leur permettre d'avoir accès à des débouchés que leur niveau de connaissances, leur taille ou leur puissance ne leur permet pas d'atteindre seuls, alors 25 p. 100 sont allés à l'industrie nucléaire, qui est importante, sophistiquée et fortement subventionnée, à l'égard d'un produit dont les prix sont déjà artificiellement abaissés par les subventions gouvernementales.

A l'heure actuelle, ce n'est pas l'industrie qui assume le coût de la sécurité nucléaire, et particulièrement le coût du risque d'accidents catastrophiques des réacteurs. Le principal apport fédéral dans ce domaine a été d'adopter une loi, qui me semble la plus insensée de toutes les lois fédérales. Il s'agit de la Loi sur la responsabilité nucléaire. Elle a été adoptée en 1970, promulguée en 1976 et elle constitue une réponse à ce problème. Le problème est que malgré tous les efforts que l'on fait pour envelopper les réacteurs nucléaires dans des sacs de plastique, pour mettre du béton par dessus les sacs de plastique, pour pointer les lances d'incendie vers la source de chaleur et pour installer de nombreux systèmes informatiques destinés à ouvrir l'eau, on ne peut éliminer la possibilité qu'une partie de l'énorme quantité de poison que nous appelons un réacteur nucléaire ne s'échappe.

Si 1 ou 2 p. 100 du poison que contient un seul réacteur devait s'échapper, nous ferions face à une catastrophe sans précédent au Canada—il y a des précédents en Ukraine, mais pas au Canada. C'est un risque que l'industrie nucléaire a toujours considéré comme inacceptable, tout en proclamant publiquement qu'il est acceptable. C'est-à-dire que leur pied va dans un sens et leur bouche dans l'autre. Leur bouche dit: «Pourquoi s'inquiéter d'un risque négligeable?» Tandis que leur pied disait: «Nous ne ferons pas ce commerce s'il nous faut assumer la responsabilité de ce risque négligeable.»

Dans sa grande sagesse, le gouvernement fédéral a réagi, comme dans tout autre pays où il existe une industrie nucléaire à l'extérieur du Bloc de l'Est. . . disons à la décharge du gouvernement fédéral qu'il a au moins mis du temps à réagir. Nous avons été un des derniers pays à adopter une loi de ce genre. Toutefois, nous avons réagi en adoptant une loi extrêmement généreuse, qui dégage de tout blâme toutes les parties de l'industrie nucléaire à l'exception du détenteur de permis, du propriétaire-exploitant d'un réacteur nucléaire et qui expose cette partie, qui chez moi est l'Hydro-Ontario, seulement aux premiers 75 millions de dollars des conséquences d'un accident nucléaire. Cette loi a un certain caractère ubuesque, elle n'a rien à voir avec les réalités de l'énergie nucléaire.

La réalité, c'est que l'énergie nucléaire est une technologie qui fait peur. Si vous ne croyez pas qu'elle fasse peur à des gens rationnels, voyez ce qui se produira si vous éliminez la protection que la Loi sur la

[Text]

they do. I encourage you to take precisely that step and to ask the industry to put its money where its mouth is. They are increasingly stretched out in a horizontal direction as their feet go away from the nuclear risk and their mouths embrace it.

I cannot quantify the value of the subsidy. It is in part a subsidy from federal taxpayers because the federal government would probably come in and indemnify, or would cover at least, part of the loss in case of accident. The law is actually not clear about this; the law does not bind the Crown to pay damages in case of a catastrophe. It opens the possibility, which of course is open in the absence of the law as well. It does not really give us anything as potential victims. Naturally the federal government could come in with emergency aid, if there were an emergency, in the presence or absence of special legislation.

What the act does for sure is to limit GE, Westinghouse, Babcock & Wilcox, Foster, Canatom, Montreal Engineering, and all down the line... those companies are absolutely and positively protected from all harm. Ontario Hydro, Hydro-Québec, and New Brunswick Power are protected from all but the deductible; that is, this first \$75 million of damage.

I refer to this as a deductible quite intentionally. I think this is an insurance policy in reverse; that is, instead of protecting the public from the big-ticket item and potentially exposed to the first little bit, which is the way I insure myself and the way I suspect most of you insure yourselves, so that if you have a \$100 loss or a \$200 loss you take it but if you have a multi-thousand dollar loss the insurance company takes it off your hands in return for those premiums you pay them.

This is precisely the kind of protection the public would like against nuclear catastrophes. We will not sweat the small stuff, but God help us and somebody protect us against disasters. The public does not have this kind of protection and the nuclear industry does. This is exactly a perverse policy, which protects the wrong party and fails to protect the right party. It is worth, I believe, billions of dollars. I can only estimate how much it is worth. I believe it is in a sense an infinite subsidy in the sense that I believe nobody in his right mind would be in this business without this kind of protection. To this extent it is a yes-no subsidy. It is a subsidy that makes the difference between an unviable industry and a viable industry.

• 0930

I should also point out that this kind of protection is more or less unique in Canada for hazardous industries. The other industry that comes to mind instantly—perhaps especially in light of the International Joint Commission

[Translation]

responsabilité nucléaire garanti à GE et à Westinghouse. Je vous encourage à prendre cette mesure et à demander à l'industrie de placer sa mise dans le même sens que sa bouche. Ces gens sont de plus en plus étirés, leurs pieds s'éloignent du risque nucléaire et leur bouche s'en approche.

Je ne peux quantifier la valeur des subsides. Ce sont en partie des subsides provenant des contribuables fédéraux, car le gouvernement fédéral interviendrait probablement pour indemniser les pertes ou au moins en couvrir une partie en cas d'accident. La loi n'est pas claire à ce propos; elle n'oblige pas la Couronne à verser des dommages en cas de catastrophe. Elle se contente d'ouvrir cette possibilité, qui existerait évidemment même s'il n'y avait pas de loi. La loi ne nous donne rien à nous, les victimes éventuelles. Naturellement, le gouvernement fédéral pourrait accorder une aide d'urgence—en cas d'urgence—qu'il y ait ou non une loi spéciale.

L'effet certain de cette loi est de restreindre la responsabilité de GE, de Westinghouse, de Babcock et Wilcox, de Foster, de Canatom, de Montreal Engineering et ainsi de suite... ces entreprises sont absolument et positivement à l'abri de tout préjudice. L'Hydro-Ontario, l'Hydro-Québec, et la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick sont protégées contre tout sauf le deductible, c'est-à-dire les premiers 75 millions de dollars de dommages.

C'est très consciemment que j'emploie le mot deductible. Je crois qu'il s'agit d'une police d'assurance à l'envers, c'est-à-dire qu'au lieu de protéger le public contre les grosses dépenses en lui laissant assumer la première petite tranche, ce qui est la façon dont je m'assure et, j'imagine, ce que vous faites vous-mêmes pour la plupart, de sorte que si je subis une perte de 100\$ ou de 200\$, je l'assume, mais si j'ai une perte de plusieurs milliers de dollars, c'est la compagnie d'assurance qui l'assume en retour des primes que je verse.

C'est là précisément le genre de protection dont le public aimerait disposer en cas de catastrophe nucléaire. Nous nous chargeons de la petite monnaie, mais que Dieu ou quelqu'un nous protège des désastres. Le public ne bénéficie pas de ce genre de protection, qui est pourtant accordée à l'industrie nucléaire. Il s'agit d'une police d'assurance perversie qui protège la mauvaise partie et ne protège pas la bonne partie. Elle vaut, je crois, des milliards de dollars, mais j'en suis réduit à des hypothèses à ce chapitre. Je crois qu'il s'agit en un certain sens d'une subvention infinie, car je crois qu'aucune personne saine d'esprit ne ferait ce commerce sans une protection de ce genre. Dans cette mesure, il s'agit d'une subvention essentielle. C'est un subside qui fait la différence entre une industrie non viable et une industrie viable.

Je dois également souligner qu'une protection de ce genre est plus ou moins unique au Canada dans le cas des industries dangereuses. L'autre industrie qui vient immédiatement à l'esprit—peut-être surtout à la lumière

[Texte]

report covered this morning on page 9 of *The Globe and Mail*, I think it was, about the risk to the Great Lakes from accidental releases—is the chemical industry. Bhopal is in the news too. There is about to be a settlement. It will be a large dollar settlement precisely because Union Carbide, in common with the rest of the chemical industry, is financially responsible for what happens even on the bad days.

I am sure Union Carbide and Dow and everybody else in the chemical industry would love to have the kind of protection the nuclear industry has. Union Carbide's stock value would be very positively affected by a law that limited liability to \$75 million Canadian at Bhopal. What they are going to pay, whatever it turns out to be, is going to many times that. A nuclear accident, according to all the studies, could be orders of magnitude worse than Bhopal. But the liability cannot be, because the liability for the private industry is restricted to zero, and for the Crown corporations that own and operate the plants it is limited to \$75 million Canadian.

What I am trying to suggest here is that we have a boondoggle in Canada masquerading as a business. We have an industry that talks about economic gain while it does not want to be bound by the economic discipline of the marketplace—and this, not in its prototype stage, not while we are seeing whether somebody can put together these elements and make a gismo that works, but 40 years after we put together the first gismo that worked, when still nobody wants to take the financial risk, nobody wants to pay a return on investment to people who do take the financial risk, just to find out what size of risk we are talking about here. Nobody wants to take the accidental risk. Nobody even wants to pay for research and development out of the nominal profits this wonderful gismo is reputed to bring. Nor do they want to pay for cleaning up after themselves out of the proceeds of this endeavour.

What I suggest as an answer is that at a pace somewhat faster than the present plan I think the federal government has to withdraw support from the unwilling, unresponsive public to this unpopular technology. This is not something that any government has a mandate to support with taxpayers' dollars.

I would like to refer to a couple of studies that have attempted to quantify the subsidies to the nuclear industry. The best of them, unfortunately, is now approximately seven years old. It is a paper prepared by T.W. Wallace of the economic programs and government finance branch of the Department of Finance in the summer of 1980. It is entitled "An Overview of Federal Government Financial Involvement in the Canadian Nuclear Program". It was published in a volume published by Energy, Mines and Resources Canada in 1980 as report ER-812E, called *Nuclear Policy Review: Background Papers*. These were papers that were

[Traduction]

du rapport de la Commission mixte internationale dont parle ce matin le *The Globe and Mail* à la page 9, je crois, quant aux risques de déversement accidentel dans les Grands lacs—est l'industrie chimique. Bhopal fait également les manchettes. Il y aura bientôt un règlement. Ce sera un règlement important, précisément parce que Union Carbide, tout comme le reste de l'industrie chimique, est financièrement responsable de ce qui se produit, même les mauvais jours.

Je suis sûr que Union Carbide et Dow et tous les autres membres de l'industrie chimique aimeraient jouir de la même protection que l'industrie nucléaire. La valeur des actions de Union Carbide grimperait s'il y avait une loi restreignant la responsabilité à 75 millions de dollars canadiens à Bhopal. La somme qu'ils devront payer, quelle qu'elle soit, sera bien des fois plus considérable. Et selon toutes les études, un accident nucléaire serait d'un autre ordre de grandeur que celui de Bhopal. Mais la responsabilité ne peut l'être, car la responsabilité de l'industrie privée se limite à zéro et celle des sociétés d'État qui possèdent et exploitent les centrales se restreint à 75 millions de dollars canadiens.

Ce que j'essaie de dire, c'est qu'il y a au Canada une entourloupe qui se fait passer pour une entreprise légitime. Il y a une industrie qui parle de gains économiques tout en refusant d'être liée par la discipline économique du marché—et nous n'en sommes pas au stade du prototype. Il ne s'agit plus de voir s'il est possible d'assembler ces éléments pour faire un bidule qui fonctionne, il y a 40 ans que nous avons fabriqué le premier bidule qui fonctionnait, et personne ne veut assumer le risque financier, personne ne veut verser un rendement sur l'investissement à ceux qui prennent le risque financier, tout simplement pour découvrir l'importance du risque dont il s'agit. Personne ne veut assumer le risque d'accident. Il n'y a même personne qui soit prêt à payer la recherche et le développement à même les bénéfices que ce merveilleux bidule est censé produire. On ne veut pas non plus payer les frais du ménage à même les produits de cette entreprise.

La solution que je propose c'est que le gouvernement fédéral cesse d'utiliser l'argent du public pour appuyer cette technologie impopulaire à un rythme plus rapide qu'il ne prévoit déjà de le faire. Le gouvernement n'a pas le mandat d'appuyer cette technologie à même les fonds des contribuables.

J'aimerais mentionner quelques études qui ont tenté de quantifier les subsides à l'industrie nucléaire. La meilleure a malheureusement déjà sept ans. C'est un document préparé par T.W. Wallace de la Direction des programmes économiques et des finances gouvernementales du ministère des Finances. Il date de 1980 et porte le titre: «Aperçu de l'apport financier du gouvernement fédéral au programme nucléaire du Canada». Il figure dans un livre publié par Énergie, Mines et Ressources Canada en 1980 sous le numéro ER-812E et portant le titre *Aperçu de la politique nucléaire: documents d'information*. Il s'agissait d'articles produits

[Text]

produced by a number of government departments in anticipation of the Joe Clark-Ray Hnathyshyn national inquiry into nuclear energy, of blessed memory, when we were going to assess this industry nationally.

• 0935

According to this paper, the cumulative federal government investment in the Canadian nuclear program was \$3.4 billion through the fiscal year 1978-79. That is in so-called current dollars or dollars as spent, if you just count the number of paper dollars as they left the treasury.

In the years following fiscal year 1978-79, we have continued to spend, until very recently, at roughly the rate of the fiscal year 1978-79. The rate in that year was a total of \$430 million. As near as I can tell, that is roughly the rate of total federal government investment in the ensuing years, and that includes research and development. It includes export development loans. There was a large-ticket item, approximately \$850 million, in one year, when the federal government assumed the losses at the two heavy water refineries on Cape Breton, Glace Bay, and Port Hawkesbury. That was a one-time, almost billion-dollar shock to the federal treasury.

I cannot accurately give you today's figure for how high that \$3.4 billion number has become. In today's dollars, my estimate is that we are in the range of perhaps \$12 billion, plus or minus \$2 billion. In paper dollars, it would be a somewhat lower number than that because a lot of the dollars were spent early.

We are very far from the public statements of the Canadian Nuclear Association and Atomic Energy of Canada Limited. For example, I have a message from Atomic Energy of Canada Limited, which was published in a full-page ad in *The Globe and Mail* on February 6, 1984, and it is organized as question/fact, question/fact, question/fact. The only problem with it is that virtually all of the facts are in question. I will start with the first question and fact:

Question: How much have Canadians invested?

Which is precisely the question that this treasury report attempted to answer. Answer, and I quote:

Fact: Total federal support to date for the development of nuclear technology and all of its products and services has been \$3.4 billion, far less than any other developed nation.

Now, it is quite a coincidence that in 1984 Atomic Energy of Canada Limited came up with exactly the same answer that treasury had come up with a full four or five years early, and to apparently the same question. For example, we know about an \$850 million additional ticket item in the ensuing years.

[Translation]

par un certain nombre de ministères en prévision de l'enquête nationale de Joe Clark et Ray Hnathyshyn sur l'énergie nucléaire. Paix à ses cendres. Nous allions évaluer cette industrie à l'échelle nationale.

Selon ce document, l'investissement cumulé du gouvernement fédéral dans le programme nucléaire canadien s'établissait à 3,4 milliards de dollars à la fin de l'exercice financier 1978-1979. Cette somme était exprimée en dollars courants, c'est-à-dire le nombre de dollars en papier qui ont été effectivement payés.

Au cours des années qui ont suivi l'exercice financier 1978-1979, nous avons continué de dépenser, jusqu'à très récemment, à peu près au même rythme qu'en 1978-1979. Le total pour cette année-là était de 430 millions de dollars. D'après ce que je peux savoir, c'est à peu près le rythme d'investissement global du gouvernement fédéral pour les années suivantes, ce qui comprend la recherche et le développement, de même que les prêts pour l'expansion des exportations. Il y a eu un poste important, environ 850 millions de dollars la même année, lorsque le gouvernement fédéral a assumé les pertes de deux raffineries d'eau lourde dans l'île du Cap Breton, à Glace Bay, et à Port Hawkesbury. C'était un choc ponctuel de près d'un milliard de dollars pour le Trésor fédéral.

Je ne saurais vous donner aujourd'hui un chiffre exact concernant l'évolution de ces 3,4 milliards de dollars. En dollars d'aujourd'hui, j'estime que la somme est de l'ordre de peut-être 12 milliards, plus ou moins deux milliards. En dollars de papier, le chiffre serait un peu plus bas parce qu'une bonne partie de cette somme a été dépensée il y a longtemps.

Nous sommes très loin des déclarations publiques de l'Association nucléaire canadienne et de l'Énergie atomique du Canada Ltée. Par exemple, j'ai ici un message d'Énergie atomique du Canada Ltée, publié dans une réclame d'une page complète dans le *The Globe and Mail* le 6 février 1984; elle se présente sous forme de questions et de faits. Le seul problème, c'est que presque tous les faits sont en question. Je commence par la première question:

Question: Combien les Canadiens ont-ils investi?

C'est précisément la question à laquelle ce rapport tentait de répondre. Je cite la réponse:

Fait: L'aide fédérale globale pour la mise au point de la technologie nucléaire et de tous ses produits et services s'établit à ce jour à 3,4 milliards de dollars, soit beaucoup moins que tout autre pays industrialisé.

C'est une coïncidence assez étrange qu'en 1984 Énergie atomique du Canada Ltée avance exactement le même chiffre que le Trésor quatre ou cinq ans plus tôt, apparemment en réponse à la même question. Par exemple, nous savons qu'il y a eu environ 850 millions de plus au cours des années subséquentes.

[Texte]

I addressed this question to Energy, Mines and Resources—in fact, to a gentleman who is in the audience now, Gordon Sims. Mr. Sims is assistant adviser of the radiation and nuclear issues program at Energy, Mines and Resources. I asked him if the department could produce an update of this 1979-80 or fiscal year 1978-79 report. He said at that time, which was a few years ago, that it could not.

I know of no study more up to date than this study done in the summer of 1980, about how much the federal taxpayers have put into this boondoggle. I do know of continuing reports out of the nuclear industry that put the number at approximately \$3.4 billion. I believe the last number I saw from the Canadian Nuclear Association was approximately this low. Obviously if you leave out parts of it you can come out with a lower number. I assume something like that is going on, rather than a time warp. I assume nobody in the nuclear industry thinks 1978-1979 is the last fiscal year. I can only assume they are leaving some large ticket items out of this discussion.

• 0940

I commend the old answers to you. I also suggest this committee must squeeze out of the powers that be, preferably the treasury, the up-to-date numbers for how much we have spent, if only as a correction to the public relations activities going on increasingly.

I do not know if you are aware that the Canadian Nuclear Association has just launched a program they call "public information". We will begin to see print ads next month informing the Canadian public about the nuclear industry. This was according to the minutes of one of the meetings of the Canadian Nuclear Association. It was projected to be a five-year, \$20 million project whose main funders were going to be Ontario Hydro and Atomic Energy of Canada Limited. The way I read it, perhaps half the funding of this public relations program is going to come directly or indirectly from federal taxpayers since AECL's shortfall is picked up by Canadian taxpayers every year.

I would suggest this is not a program taxpayers should be funding nor a program a federal government agency should be funding. I have not seen the ads yet, but I have a feeling I am not going to believe they are fair and balanced. If they were fair and balanced, I do not believe it would be in the nuclear industry's interest to publish them based on the established principle that the more the public learns about this industry, the less it likes it.

One area I would like to touch on is the role of nuclear energy in our energy economy. I will throw out the bald statement that nuclear energy now provides approximately 2% of the energy that actually gets to an

[Traduction]

J'ai posé cette question à Énergie, Mines et Ressources—en fait, à quelqu'un qui se trouve aujourd'hui dans l'auditoire, Gordon Sims. M. Sims est conseiller adjoint au programme sur les questions nucléaires et les questions de radiation d'Énergie, Mines et Ressources. Je lui ai demandé si son ministère pouvait produire une mise à jour de ce rapport pour l'exercice financier 1979-1980 ou 1978-1979. Il a dit à l'époque, c'est-à-dire il y a quelques années, que cela n'était pas possible.

Je ne connais aucune étude plus à jour que cette étude réalisée à l'été de 1980 sur la somme que les contribuables fédéraux ont consacrés à cette entourloupe. Je suis par ailleurs au courant de rapports de l'industrie nucléaire qui donnent un chiffre d'environ 3,4 milliards de dollars. Je crois que le dernier chiffre que j'ai vu de l'Association nucléaire canadienne était à peu près aussi bas que cela. Il est évident que si on laisse des éléments de côté, on peut obtenir un chiffre plus bas. Je suppose que c'est quelque chose de ce genre qui se passe, et non pas un accident temporel. Je suppose qu'il n'y a personne dans l'industrie nucléaire pour penser que 1978-1979 soit le dernier exercice financier. Je suis forcé de supposer qu'on laisse de côté certains postes importants.

Je recommande les vieilles réponses à votre attention. Je crois aussi que le Comité doit forcer les pouvoirs établis, préférentiellement la trésorerie, à fournir des chiffres à date sur ce que nous avons dépensé, si ce n'est que pour corriger les activités de relations publiques qui s'accroissent.

Je ne sais pas si vous êtes au courant du fait que l'Association nucléaire canadienne vient de mettre sur pied un programme dit d'information publique. Nous verrons le mois prochain des annonces imprimées informant le public canadien sur l'industrie nucléaire. Ceci provient du procès-verbal d'une des réunions de l'Association nucléaire canadienne. Il s'agissait d'un projet de cinq ans et de 20 millions de dollars qui devait être financé surtout par l'Hydro-Ontario et Énergie atomique du Canada Ltée. À mon sens, il se peut que près de la moitié de ce programme de relations publiques soit financée directement ou indirectement par les contribuables fédéraux, puisque ce sont eux qui absorbent chaque année le déficit de EAEC.

À mon avis, ce n'est pas un programme qui devrait être financé par les contribuables ni par un organisme du gouvernement fédéral. Je n'ai pas encore vu les annonces, mais j'ai l'impression qu'elles ne me paraissent pas justes et impartiales. Si elles l'étaient, je ne crois pas que l'industrie nucléaire aurait intérêt à les publier, en raison du principe établi selon lequel plus le public se renseigne sur cette industrie, moins elle lui plaît.

J'aimerais également aborder la question du rôle de l'énergie nucléaire dans notre économie énergétique. Je dirai tout bêtement que l'énergie nucléaire fournit présentement 2 p. 100 de l'énergie effectivement utilisée.

[Text]

end use. You may have heard different numbers. I have the statistics here. It consumes a great deal more than that of energy research and development.

If you project the growth of nuclear energy as the industry projects it, the new additions to our energy economy from new nuclear plants coming on line are expected to run at roughly one-third of the contribution of new additions in fuel burning in Canada based on Energy, Mines and Resources projections. Over the next decade and a half, we are expecting the Canadian economy to benefit roughly three times more from additions to wood burning in Canada than to additions in nuclear energy as Darlington comes on stream.

That may surprise you. Wood burning does not get much of the federal research and development pie in energy. Nuclear power does. The ratio of wood burning to nuclear energy is also roughly three to one now. The new stuff is going to proportionally match the existing reality, which is that wood provides roughly three times more useful energy to Canadians now than nuclear power does. I am not suggesting wood is the answer to all of our energy needs by any means, but I think it is important to put into perspective how marginal the contribution of this source is compared to its headaches.

In the United States there has been an excellent study of federal energy subsidies to various fuel types, including conservation compared to energy supplied. My graph for fiscal year 1984 shows subsidies and energy supplied for oil, natural gas, liquids, and coal. This is efficiency, which gets very little of the subsidies and produced in 1984 a relatively large amount of energy equivalent.

• 0945

Nuclear energy gets an enormous amount of federal energy subsidies in the U.S., and its energy contribution is very small. This is roughly the situation, certainly on the nuclear side, that we would find in Canada. The contributed energy of nuclear is 2% of total. The federal energy subsidies are running at about 50% these days.

The big hope for our future in terms of energy security is precisely what saved us from OPEC. I have the federal government's formulation for 1978. This is the executive summary, called *Energy Futures for Canadians*. It is often called the LEAP report, for Long-Term Energy Assessment Program. It suggests that we are going to have to solve our energy supply problem with mega-projects, including a very large number of nuclear plants. It was something on the order of 25 Darlington-size stations by

[Translation]

Vous avez peut-être vu des chiffres différents. J'ai les statistiques ici. Pourtant, le nucléaire absorbe une proportion beaucoup plus grande de la recherche et du développement dans l'énergie.

Si l'on projette la croissance de l'énergie nucléaire de la même façon que l'industrie, les nouvelles additions à notre économie énergétique provenant des nouvelles centrales nucléaires mises en service devraient s'établir à environ un tiers de la contribution des nouvelles installations à combustible d'après les projections d'Énergie, Mines et Ressources. Au cours des 15 prochaines années, nous nous attendons à ce que l'économie canadienne bénéficie en gros trois fois plus des nouvelles installations utilisant le bois comme combustible que du supplément d'énergie nucléaire provenant de Darlington.

Cela vous étonnera peut-être. Le bois n'obtient pas une proportion importante des fonds fédéraux pour la recherche et le développement en matière d'énergie. Mais c'est le cas du nucléaire. Le rapport entre le bois et le nucléaire est également d'environ 3 à 1 actuellement. Les nouvelles installations seront proportionnelles à la réalité actuelle, qui est que le bois fournit en gros trois fois plus d'énergie utile aux Canadiens que le nucléaire. Je ne veux pas dire que le bois soit la réponse à tous nos besoins énergétiques, loin de là, mais je crois qu'il est important de replacer dans une juste perspective la contribution minime de cette source d'énergie en comparaison des difficultés qu'elle suscite.

Aux États-Unis, on a réalisé une excellente étude des subventions énergétiques fédérales à divers types de carburants, y compris la conservation en comparaison de l'énergie fournie. Mon graphique pour l'exercice financier 1984 montre les subventions et l'énergie fournies pour l'huile, le pétrole, le gaz naturel, les liquides et le charbon. Ceci est l'efficacité, qui n'obtient qu'une très petite partie des subventions et qui a produit en 1984 une somme relativement considérable d'équivalent énergétique.

L'énergie nucléaire obtient une proportion énorme des subventions fédérales à l'énergie aux États-Unis, et son apport énergétique est très faible. On retrouverait à peu près la même situation au Canada, en tout cas du côté nucléaire. Le nucléaire contribue 2 p. 100 du total énergétique, tandis que les subventions fédérales sont de nos jours consacrées à environ 50 p. 100 au nucléaire.

Le grand espoir pour l'avenir pour ce qui est de la sécurité énergétique, c'est précisément ce qui nous a sauvés de la crise de l'OPEP. J'ai ici la formulation du gouvernement fédéral en 1978. Il s'agit du résumé, intitulé *L'avenir énergétique pour les Canadiens* souvent appelé «Le Programme d'évaluation énergétique à long terme». Selon ce document, nous devons résoudre notre problème d'approvisionnement énergétique au moyen de mégaprojets, y compris un très grand nombre de centrales

[Texte]

the year 2025. It has some wonderful charts to show electricity's share of the total pie expanding exponentially.

This, however, is not how we did it. This was part of the program that the government was telling us might make us oil self-sufficient by the mid-1990s, if we could only afford the billions of dollars to build the tar-sands plants, the nuclear plants, the offshore oil rigs, and the coal-fired generating stations. That was what we were going to throw at the oil problem.

Something very strange happened after this program was announced: we did become oil self-sufficient, and we did it roughly 10 or 12 years sooner than this expensive and disruptive plan predicted. We did it by efficiency gains: burning less gasoline, and insulating our homes.

Something on the order of two-thirds or three-quarters of gasoline savings were effected by technology improvements; only about a quarter of a third was done by down-sizing. These gains are not going to go away; we are not going to go back to old technology in our engines. In other words, we did it with brains on the demand side. This is the answer to energy security today in Canada, and it is the biggest threat to the nuclear industry in Canada.

The nuclear industry, like OPEC, is at the top of that exponential growth curve. That is, if you take the growth rates for oil and trim them down, the first thing we do is stop importing oil. We do not proportionately slow down frontier oil, old oil, and OPEC oil. We just stop importing. We keep using Alberta oil, and we stop using so much Venezuelan or Saudi Arabian oil. I am talking on a net basis.

It is the same kind of thing in electricity. As we get closer to efficiency in electricity used in Ontario, for example, we will get closer to zero or negative growth in electricity demand in Ontario. What we will stop building is nuclear plants—not a little bit of this kind and a little bit of that kind and a little bit of that kind, but rather we will stop building the thing that is hoping for growth.

[Traduction]

nucléaires. On parlait d'environ 25 centrales de la taille de Darlington pour l'année 2025. On trouve de merveilleux tableaux qui montrent une expansion exponentielle de la part qui revient à l'électricité.

Pourtant, ce n'est pas comme cela que nous avons procédé. Cela faisait partie du programme qui, selon le gouvernement, pouvait nous rendre autonomes en matière de pétrole pour le milieu des années 90, si toutefois nous avions pu nous permettre les milliards de dollars nécessaires pour mettre en valeur les sables bitumineux, pour les centrales nucléaires, pour les plates-formes de forage et pour les centrales au charbon. C'est de cette façon que nous devons régler le problème du pétrole.

Pourtant, il s'est produit quelque chose de très étrange après l'annonce de ce programme; nous sommes effectivement devenus autonomes, et nous l'avons fait à peu près 10 ou 12 ans plus tôt que ce que prévoyait ce plan coûteux et perturbateur. Nous l'avons fait en réalisant des gains au chapitre de l'efficacité: nous avons brûlé moins d'essence et nous avons isolé nos maisons.

Entre les deux tiers et les trois quarts des économies d'essence ont été réalisées par des améliorations technologiques; la décroissance compte que pour environ un quart ou un tiers des économies. Ces gains ne vont pas disparaître; nous n'allons pas revenir à l'ancienne technologie dans nos moteurs. En d'autres termes, nous nous sommes servis de notre intelligence du côté de la demande. C'est là la réponse au problème de la sécurité énergétique au Canada, et c'est là la principale menace pour l'industrie nucléaire canadienne.

L'industrie nucléaire, comme l'OPEP, se situe au sommet de cette courbe de croissance exponentielle. C'est-à-dire que si l'on réduit les taux de croissance pour le pétrole, la première chose que nous faisons est d'arrêter d'importer du pétrole. Nous ne diminuons pas proportionnellement le pétrole des régions premières, l'ancien pétrole et le pétrole de l'OPEP. Nous nous contentons de cesser les importations. Nous continuons d'utiliser le pétrole de l'Alberta et nous cessons d'utiliser autant de pétrole en provenance du Venezuela et de l'Arabie saoudite. Il s'agit ici de chiffre net.

C'est la même chose qui se produit dans le domaine de l'électricité. Plus nous utiliserons efficacement l'électricité en Ontario, par exemple, plus nous nous approcherons d'une croissance zéro ou même négative au niveau de la demande en électricité en Ontario. Nous arrêterons donc alors de construire des installations nucléaires: pas un petit peu ici et un petit peu là et couper ailleurs et quelque chose du genre, mais nous mettrons plutôt fin à la construction de cette industrie qui cherche à assurer sa croissance.

• 0950

Efficiency and nuclear energy are the real alternatives. This was exactly the conclusion of the Ontario Select Committee on Energy, whose second recommendation in

Les véritables choix de rechange sont l'efficacité et l'énergie nucléaire. C'était exactement la conclusion de la Ontario Select Committee on Energy dont la deuxième

[Text]

this round of demand and supply options in Ontario was that nuclear energy be ruled out:

In view of the established potential of other supply options and the apparent potential for pursuing demand management initiatives, no further commitment should be made for additional nuclear power stations at this time.

By the way, this recommendation has not been officially adopted by the Government of Ontario. It has certainly not been adopted by Ontario Hydro, which as we speak is about to come out with its next version of demand and supply options. According to all leaks it is apparently going to come out with packages that mostly include another Darlington-sized station; it remains to be seen. At any rate, this committee heard Ontario Hydro's evidence as well as mine and decided in its wisdom that the case for nuclear was a poor one.

The Chairman: Perhaps we could move on to some questions.

Mr. Rubin: Yes, I think it is time for questions.

M. Robichaud: Merci, madame la présidente. Je vous remercie de m'accorder la parole même si je suis arrivé en retard; croyez-moi, ce n'était pas un manque de respect envers la présidence, les députés ou tous les gens qui sont ici.

Monsieur Rubin, j'ai trouvé votre exposé bien intéressant. D'autant plus intéressant qu'on parle d'énergie nucléaire au Nouveau-Brunswick. On en a parlé pendant la dernière campagne électorale lorsqu'on parlait de Point Lepreau II; vous êtes certainement au courant. On avait dit alors qu'on bâtirait une deuxième centrale nucléaire si le gouvernement fédéral en payait les coûts de construction. Le gouvernement actuel a conservé la même attitude devant la construction d'une deuxième centrale.

J'ai reçu, durant l'été, beaucoup de lettres de personnes qui étaient inquiètes de voir la construction d'une deuxième centrale. On m'envoyait des petites cartes jaunes qui disaient «non à Point Lepreau II». Plusieurs de ceux qui m'avaient écrit sont aussi venus me rencontrer pour se renseigner sur les possibilités, au Nouveau-Brunswick, de développer des centrales alimentées par la biomasse, le bois, puisqu'on a d'énormes ressources de bois et beaucoup de pertes lorsqu'on retire le bois de pulpe et le bois d'oeuvre. Ces restes de branches et de bois pourraient alimenter des centrales.

Ma question est celle-ci. Comment le Nouveau-Brunswick s'en tirerait-il s'il décidait d'alimenter des centrales au bois plutôt qu'à l'énergie nucléaire? On nous a toujours dit qu'il n'était pas rentable de produire de l'électricité avec du bois, que c'était beaucoup plus rentable de le faire avec l'énergie nucléaire. En tenant compte de toutes les recherches dont vous parliez, de la

[Translation]

recommandation concernant l'offre et la demande et les choix à faire en Ontario était tout simplement de laisser tomber l'énergie nucléaire:

Vu le potentiel connu des autres sources d'énergie et le potentiel qui existe au niveau de la gestion de l'offre, on ne devrait pas s'engager davantage dans la voie de la puissance nucléaire pour le moment.

En passant, cette recommandation n'a pas encore été adoptée officiellement par le gouvernement de l'Ontario. Elle n'a surtout pas été adoptée par l'Hydro-Ontario qui, au moment où nous nous parlons, doit nous faire connaître incessamment sa version la plus récente des options qui s'offrent au niveau de l'offre et de la demande. D'après le coulage à ce propos qu'il y a eu jusqu'ici, tout nous porte à croire qu'on nous offrira une autre installation de la taille de l'usine de Darlington; reste à voir. En tout cas, ce Comité a entendu le témoignage de l'Hydro-Ontario ainsi que le mien et, en toute sagesse, a décidé que les arguments en faveur du nucléaire n'étaient pas fameux.

La présidente: Peut-être pourrions-nous passer aux questions.

M. Rubin: Oui, le moment semble propice.

Mr. Robichaud: Thank you, Madam Chairwoman. Thank you for giving me the floor even though I got here late; believe me, it is not because of a lack of respect for the Chair, the members or the people here.

Mr. Rubin, I found your presentation very interesting and all the more so because nuclear energy is spoken about a lot in New Brunswick. There was a lot of talk about that during the last election campaign about Point Lepreau II; you have certainly heard about that one. They were saying that a second nuclear plant would be built if the federal government paid for the cost of its construction. The present government has kept the same attitude concerning the construction of the second plant.

During the summer, I got a lot of letters. The people writing were extremely worried about the construction of a second station. I was being sent little yellow cards that said "No to Point Lepreau II". A lot of those who wrote me also came to meet me to find out about the possibilities of developing stations in New Brunswick using biomass or wood as we have enormous wood resources and that there is a lot of material lost in the process of cutting pulp wood and lumber. The scrap wood and the branches could be used to feed those stations.

So this is my question: how would New Brunswick fare if it decided to use wood rather than nuclear energy to fuel its stations? We have always been told that it is not economically viable to use wood to produce electricity and that it is much cheaper to do it with nuclear energy. Taking into account all the research you have been talking about, the building and the cleaning up, how does

[Texte]

construction et du nettoyage, comment pourrait-on comparer l'énergie nucléaire à l'énergie qu'on pourrait obtenir avec les restes de bois?

[Traduction]

nuclear energy compare to the energy that we could get using wood waste?

• 0955

Mr. Rubin: It is easy for me to say what I think the answer is, but it is very difficult to prove what the answer is. When you are comparing two sources, one of which is priced more or less normally the way the world does business, and the other one is currently priced in cloud cuckoo land, it is very difficult to tell how they would come out on an apples-and-apples basis rather than on an apples-and-oranges basis.

The question of price is a difficult one until the federal government does precisely what it should do, namely take away the heroic life support to the nuclear industry and therefore balance the books.

I think you can get a hint of the answer by applying the same kind of wisdom to this decision that all of you apply to your personal investment decisions. If a broker phoned you and said he had a choice for you, to put \$1,000, \$10,000 or \$100,000—pick whatever number is suitable for your own personal wealth—into a bond backed by a wood-fired utility company which is going to take forest waste or forest products and turn them into electricity or a bond that is going to be backed by Point Lepreau II, in either case the bond is as solid as the business endeavour without federal government backing and without New Brunswick's provincial loan guarantee, but as a stand-alone business venture.

The question is from which one of those would you demand a higher coupon rate. Which one would you hesitate the most to invest in? Take away the Nuclear Liability Act. I admit it is a leap, because we are so far from being in the real world in our nuclear decisions.

One could make it worse. Let us suppose you were asked to have an equity share in a nuclear company that could be liable for what Point Lepreau II might do. It might be liable for the disposal of its wastes should that turn out to be not so easy. In that case I think the choice is a piece of cake. Do not leave stock in that nuclear company to your kids or they may curse your memory. I think that part is easy.

As you get slowly step by step back into cloud cuckoo land and back into crazy land by putting subsidies and protection back in, you can make the question tougher; you can make the choice harder between the two. When you finally get back into the present status quo, which I would maintain is with both feet firmly in cloud cuckoo

M. Rubin: C'est très facile pour moi de vous répondre, mais c'est moins facile de prouver la réponse. En comparant deux sources dont le prix de l'une est fixé à peu près normalement eu égard aux pratiques commerciales habituelles et dont l'autre est fixé en vertu de critères plutôt fantaisistes, il est très difficile de dire quels seraient les résultats si on comparait des pommes à des pommes plutôt que des pommes à des oranges.

Cette question de prix ne sera jamais réglée tant que le gouvernement fédéral ne fera pas ce qu'il devrait absolument faire, c'est-à-dire faire disparaître toutes ces béquilles de taille héroïque qui servent à insuffler une vie artificielle à l'industrie nucléaire et qui empêchent de connaître les chiffres exacts.

Mais vous pourrez deviner assez facilement la réponse en appliquant à cette décision la même sagesse dont vous faites preuve lorsque vous décidez de vos investissements personnels. Si un courtier vous téléphone et vous offre le choix d'investir 1,000, 10,000 ou 100,000 dollars, choisissez le chiffre que vous voulez en fonction de votre portefeuille, pour acheter une obligation garantie par une société qui va transformer en électricité les déchets de bois ou la biomasse ou une obligation dont la garantie sera Point Lepreau II: dans les deux cas, cette obligation ne sera garantie que par l'industrie elle-même sans aucune garantie ou appui soit du gouvernement fédéral soit du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Il s'agit alors de savoir de qui vous exigeriez un supplément d'intérêt avant d'investir. Lequel de ces deux investissements vous ferait hésiter le plus? Ne tenons pas compte de la Loi sur la responsabilité nucléaire. J'avoue que c'est beaucoup demander parce que nous ne vivons surtout pas dans la réalité lorsqu'il s'agit de prendre nos décisions au sujet du nucléaire.

Cela pourrait même être pire. Supposons qu'on vous demandait d'acheter des actions d'une société engagée dans le nucléaire qui pourrait être tenue responsable pour tout dégât que pourrait causer Point Lepreau II. Cette centrale doit quand même se débarrasser de ses déchets et ce ne sera peut-être pas si facile que cela. Votre choix devient évident. Vous ne léguerez surtout pas à vos héritiers des actions de cette centrale nucléaire à moins de tenir absolument à ce que les générations à venir vous maudissent pendant longtemps. Le choix est facile, à mon avis.

Au fur et à mesure que vous encouragez le rêve et que vous mettez de côté la réalité en rajoutant subventions et protectionnisme, il est plus difficile de répondre à la question; il devient plus difficile de choisir entre les deux. Lorsque vous en arrivez enfin au statu quo, c'est-à-dire la situation actuelle où, à mon avis, on nage dans un monde

[Text]

land, at that point the choice becomes either tricky or tilted the wrong way.

I am not suggesting that wood-fired electricity is the answer. I do not think it is a very large share of the alternatives to nuclear in Ontario. The select committee in Ontario and the Ontario Energy Board have both been fairly clear on this as well as the Energy Options Program, which I have been participating in.

As you untill the playing field, as you take away the artificial cheapness of nuclear power, we become more efficient at using electricity. If you are in the business of making smart lightbulbs, a smart refrigerator, or a control system for industry that uses less electricity, you find one of your biggest barriers to health is federal financing of mega-projects in electricity and all the other freebies going into your competition, which is increased supply of electricity.

We must not make the mistake we made in the 1970s with oil, thinking the only alternative to big supply is other big supply. In other words, it is not another Alberta that got us off Saudi Arabia. It is millions of little choices that were made by the little guys, including industries and consumers who said it was to their advantage to find a way to use less of this stuff.

• 1000

If we were paying the real price for nuclear energy, we would influence not only the utility decisions not to spend that kind of money, but also consumer decisions to use electricity more wisely. Do not forget that it is not electricity we need per se. It is not even energy we need per se. It is in this context light. It is electronics. It is the services that energy brings that we as consumers need and are going to want more of next year. It does not necessarily mean we are going to want more energy next year.

I wish I could give you the exact answer and I am sure there are people who can come closer to a real answer than I can. There is a soft energy path for New Brunswick; that is, a study of how New Brunswick could become more efficient and how much more efficient. The book *Life After Oil* is the popular version of the study that was done province by province across the country. It was largely funded by Energy, Mines and Resources and secondarily by the Department of Environment.

[Translation]

tout à fait irréal, à ce moment-là il est plus difficile de faire un choix objectif et on penche de plus en plus vers la subjectivité.

Je ne dis pas que les centrales alimentées au bois nous offrent la solution. Je ne crois pas que ce soit la solution de rechange à privilégier face au nucléaire en Ontario. Le comité de l'Ontario ainsi que la Commission ontarienne de l'énergie se sont prononcés assez clairement à ce sujet, sans oublier le programme sur les options en énergie auquel je participe.

Au fur et à mesure que vous rétablissez les mêmes règles du jeu pour tous, au fur et à mesure que vous faites disparaître les soutiens artificiels aux faibles coûts de l'énergie nucléaire, plus nous utilisons l'électricité efficacement. Si votre entreprise fabrique des ampoules électriques intelligentes, un frigo intelligent ou un système de contrôle qui permet à une industrie d'économiser sur son électricité, vous vous apercevez vite que le plus gros frein à votre expansion, c'est le financement qu'offre le fédéral aux mégaprojets électrogènes et tous les autres à-côtés gratuits qui vous font concurrence, c'est-à-dire l'augmentation de l'offre au niveau de l'énergie électrique.

Il ne faut pas faire la même erreur que nous avons faite pendant la décennie précédente dans le cas du pétrole en croyant que la seule façon de remplacer un gros approvisionnement, c'est un autre gros approvisionnement. En d'autres termes, ce n'est pas un autre Alberta qui nous a débarrassés de l'Arabie saoudite. Ce sont des millions de petites décisions faites par les petites gens, y compris les petites entreprises et les consommateurs qui ont déclaré qu'il était à leur avantage de moins en utiliser.

Si nous payions le prix réel de l'énergie nucléaire, nous pousserions non seulement des services publics à décider de ne pas dépenser de telles sommes, mais aussi les gens à consommer de l'électricité avec plus de modération. N'oubliez pas que ce n'est pas l'électricité qu'on reçoit dont nous avons besoin. En fait, il ne s'agit même pas d'énergie. Dans ce contexte, les besoins sont réduits. Il s'agit d'électronique, des services apportés par l'énergie et dont nous autres consommateurs avons besoin et aurons encore plus besoin l'an prochain. Cela ne signifie pas nécessairement que nous voudrions plus d'énergie l'année prochaine.

J'aimerais beaucoup pouvoir vous donner la réponse exacte et je suis d'ailleurs certain qu'il y a des gens qui pourraient vous en donner une qui est plus proche de la réalité. Solution de l'énergie douce pour le Nouveau-Brunswick; il s'agit, en fait, d'une étude sur la manière dont le Nouveau-Brunswick pourrait devenir plus efficient et de combien. Le livre intitulé *Life After Oil* est la version populaire de l'étude qui a été faite province par province pour l'ensemble du pays. Cette étude a été en majorité financée par Energie, Mines et Ressources, et

[Texte]

A study was done of every province. I am not familiar with the details of the New Brunswick study, but it tried to tune out the freebies and to do an apples-and-apples study. It is a feasibility study of moving toward efficiency and getting as much of the supply as possible from renewable sources. As I say, I do not recall off-hand what the role of wood-fired electricity was.

New Brunswick's decision is very different from the right decision. If the federal government is going to offer you something for free, how can I tell you that you will be better off by not taking it? This is the cloud cuckoo land of decisions.

The good news is that Marcel Masse and the present government have not been extremely quick to offer a free nuclear generating station. God willing, they will not be quick next month either. My reading of the new government in New Brunswick is that it is less eager to build Point Lepreau than the previous government was. Those are all steps toward sanity as far as I am concerned.

The decision of whether to take a free nuclear plant is very different from deciding whether this is a viable industry or whether it is cost-effective. The decision about Point Lepreau I was a cloud cuckoo land decision that had nothing to do with real economics. It did not even have much to do with energy.

If you look in the NEP documents, for example—I am sorry to say a bad word to the people from the west especially—they talk about energy but they do not talk about nuclear power. If you look in the federal government studies of the nuclear industry, such as *Nuclear Industry Review* from Energy, Mines and Resources, they hardly talk about energy. They talk about how to keep an industry alive.

We are not really talking about a significant energy source, a significant solution to our energy problems. We are talking about very different problems because we do not get much of our energy from this. We do get a lot of our headaches from this and we do have an industry that wants to stay alive and is fighting very hard to do so.

The Chairman: It is interesting, I think, that the decision whether Point Lepreau II would be built or not be built would be a provincial. . . or the New Brunswick Electric Power Commission. It certainly would not be a federal decision whether it would go that way.

Mr. Rubin: The negotiations that have been going on have been between those two parties.

The Chairman: Originating from New Brunswick though.

[Traduction]

dans une moindre mesure, par le ministère de l'Environnement.

Une étude a donc été faite sur chaque province. Je ne connais pas bien les détails de celle qui a été consacrée au Nouveau-Brunswick, mais ce qu'elle essayait de faire c'était d'éliminer toutes les petites choses gratuites et comparables. C'est une étude de faisabilité sur les méthodes d'accès à l'efficacité et sur l'optimisation des ressources renouvelables. Comme je l'ai déjà dit, je ne me souviens pas d'emblée ce qu'était le rôle de l'électricité produite en brûlant du bois.

La décision du Nouveau-Brunswick est très loin d'être la bonne. Lorsque le gouvernement fédéral est disposé à vous offrir quelque chose gratuitement, comment peut-on vous dire que vous feriez mieux de ne pas l'accepter? C'est une décision tout à fait farfelue.

Ce qu'il y a de bon c'est que Marcel Masse et le gouvernement actuel ne se sont guère hâtés d'offrir une centrale nucléaire gratuite. Avec un peu de chance, ils feront preuve de la même lenteur le mois prochain. A mon avis, le nouveau gouvernement de la province est moins soucieux de construire une centrale à Point Lepreau que ne l'était son prédécesseur. En ce qui me concerne, c'est là un grand pas sur la voie du bon sens.

Décider d'accepter qu'on vous offre une centrale nucléaire n'est pas du tout la même chose que décider s'il s'agit d'une industrie viable ou rentable. La décision concernant Point Lepreau I était une décision farfelue qui n'avait absolument rien à voir avec les réalités économiques. Elle n'avait même pas grand-chose à voir avec des questions d'énergie.

Si vous vous reportez aux documents du PEC, par exemple. . . Je regrette de devoir adresser une critique aux gens de l'Ouest, en particulier. . . Ils parlent d'énergie mais ils ne parlent pas d'énergie nucléaire. Si vous vous reportez aux études fédérales sur l'industrie nucléaire, telles que la Revue de l'industrie nucléaire, d'Énergie, Mines et Ressources, vous constatez qu'on y mentionne à peine l'énergie. On n'y parle que des moyens d'assurer la survie d'une industrie.

Il ne s'agit pas vraiment ici d'une source énergétique importante, de solutions importantes à nos problèmes énergétiques. Et il s'agit en fait de problèmes très différents car nous ne retirons pas beaucoup d'énergie de cette source. Par contre, elle nous crée bien des problèmes, car il s'agit là d'une industrie qui ne veut pas disparaître et qui lutte vigoureusement pour cela.

La présidente: Il me paraît intéressant que la décision de construire, ou de ne pas construire, Point Lepreau II appartienne aux instances provinciales. . . Plus exactement à la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick. Il ne s'agit en tout cas pas d'une décision fédérale.

M. Rubin: Ce sont pourtant entre ces deux parties que les négociations se déroulent.

La présidente: Oui, mais l'initiative vient du Nouveau-Brunswick.

[Text]

Mr. Rubin: Yes, for sure. Do not underestimate the pressure from the nuclear industry and from Atomic Energy of Canada Limited, which, as you may know, is planning to use Point Lepreau II as the opportunity and site to build the prototype of a new design of reactor whose main purpose is export.

They have a new design they call the CANDU 300 and they think it is the answer to part of their problem in export sales. With a 600 megawatt reactor, they are shut out from some countries because 600 megawatts is just too big an increment to their grid. The problem with any one nuclear station is that it can completely disappear on any day. If your whole grid is not much larger than that, it can mean black-outs everywhere.

They want to build this. They know that nobody is likely to buy unless you can point to one, and New Brunswick is the only place they can think of to put it, because Ontario Hydro says the last thing in the world they want is a smaller reactor.

• 1005

Mr. Parry: I think you make a very compelling case, particularly against the Nuclear Liability Act, which has to be one of the nicest insurance policies any one of us would like to take advantage of. Your case for full recovery pricing is compelling as well. This is something I can relate to, not only as one who made a living at accounting but also as one who came from another country and was astounded at the low price for electricity in Canada.

I think not only the smart appliances that you talk about—micro-processor controls—but also superior electric motors, upgraded transmissions systems, and energy management systems could, under a full recovery pricing regime, accomplish an exact analogue of what you referred to as the results of Oil Shock I and Oil Shock II in weaning us off our lavish consumption of liquid fuels.

I am interested in the whole argument of underpricing. I have an instinctive certainty that there must be examples of underpricing in other forms of generations, for example, the lack of clean-up of smokestack particulates and gases from fossil fuel plants. But I am also inclined to believe that, while those factors are not fully priced in, they are probably not of the same order of magnitude, particularly the research and development investment in the nuclear industry.

I liked your analogy of the feet and the mouth of the nuclear industry, so I am sure you will not object to a

[Translation]

M. Rubin: Oui, bien sûr. Ne sous-estimez pas les pressions exercées par l'industrie nucléaire et par Énergie atomique du Canada Limitée, qui, comme vous le savez peut-être, a l'intention d'utiliser Point Lepreau II pour y construire un prototype de réacteur de conception nouvelle qui est surtout destiné à l'exportation.

Ils l'appellent le CANDU 300 et pensent qu'il permettra de résoudre une partie de leurs problèmes d'exportation. Le fait qu'ils disposent d'un réacteur de 600 mégawatts leur interdit l'accès au marché de certains pays car un tel réacteur est trop puissant pour être ajouté à leur réseau. Le problème, avec les centrales nucléaires, c'est qu'elles peuvent disparaître d'un seul coup. Et si c'est elles qui alimentent l'essentiel de votre réseau, cela peut signifier des pannes de courant partout.

Ils veulent donc construire ce réacteur. Ils savent qu'il est peu probable que quelqu'un achète à moins que vous puissiez indiquer quelqu'un, et le Nouveau-Brunswick est le seul endroit qui leur vient à l'esprit pour installer leur réacteur, car l'Hydro-Ontario a déjà déclaré que s'il y a quelque chose dont elle n'a vraiment pas besoin, c'est d'un petit réacteur.

M. Parry: Vos arguments me paraissent très convaincants, en particulier ce que vous invoquez contre la Loi sur la responsabilité nucléaire, qui est indéniablement une des polices d'assurance les plus intéressantes qui aient jamais existé. Vos arguments en faveur du plan de recouvrement des coûts sont également convaincants. J'y suis très sensible, non seulement parce que j'ai gagné ma vie comme comptable mais aussi parce que je suis originaire d'un autre pays, et j'ai été stupéfait par la modicité du prix de l'électricité au Canada.

Je pense non seulement que les appareils intelligents dont vous parlez—contrôles par micro-processeur—mais également les moteurs électriques de qualité supérieure, les systèmes de transmission améliorés et les systèmes de gestion de l'énergie pourraient, si l'on adoptait un régime de plein recouvrement des coûts, donner des résultats exactement équivalents aux résultats de ce que vous avez appelé le Choc pétrolier I et le Choc pétrolier II, et nous débarrasseraient de notre habitude de consommer des combustibles liquides avec prodigalité.

Toute la question de la pratique de prix inférieurs à la réalité m'intéresse. J'ai le sentiment qu'il doit en exister également des exemples pour d'autres formes de production d'énergie, par exemple en ce qui concerne l'absence de nettoyage des particules déversées par les cheminées et des gaz des usines de combustible fossile. Mais je suis également tenté de croire que, si on ne tient pas pleinement compte du coût de ces facteurs, ils n'ont probablement pas la même importance, en particulier en ce qui concerne les investissements de recherche et de développement dans l'industrie nucléaire.

J'ai beaucoup apprécié votre image à propos de l'industrie nucléaire, et je suis donc convaincu que vous

[Texte]

question designed to make certain that your own feet and mouth are proceeding in the same direction.

Is it your belief, or the organization's belief, that the nuclear industry should be suffocated, stopped from further development, because of the environmental and ecological hazards? Or is it your belief that if all the costs were fully accounted, the nuclear industry would die a natural death?

Mr. Rubin: Yes to both questions. I am convinced that the only reason we have a nuclear industry is that we have gone into cloud cuckoo land. Had we treated this industry like an industry, had we treated this as a business decision, nobody would have invested. GE and Westinghouse are too smart to want to be exposed to that kind of risk. So am I; so are you. Investors would have voted with their feet, and this industry would never have come into existence. If we become sane today, it will atrophy.

The internalization of risk is a good placeholder for the internalization of the environmental costs. Being responsible for a melt-down means being responsible for destroying a lot of farmland and water sources and forestry and all the things that have been lost in the Ukraine. These are the things that nobody wants to pay for. I mean the scariness of that aspect of the nuclear investment. There are lots of other ways to lose your shirt in a nuclear investment, but one of the ways is with a catastrophic accident, and that is a direct environmental threat.

• 1010

Frankly, I left a comfortable job in academe to start working at Energy Probe largely because I was finally convinced that the niceness issues, if you will, and the business issues pointed in the same direction in the nuclear industry, unlike so many fields where they are pointing against each other.

This is a world full of trade-offs. Lots of things are relative and it is always going to be cheaper to make products by throwing the wastes into the nearest river or down a sewer than it is by packaging them properly, disposing of them properly. That is life: the cheap and dirty way is usually cheaper than the right way.

So those issues are tough, because somebody has to pay, and how much do you want to pay, and you are never going to get to 100% purity. The nuclear industry is simply not one of those issues, because the business community would not touch this with a ten-foot pole without the unwilling taxpayer making this into a horse

[Traduction]

n'avez pas d'objection à ce que je pose une question qui nous permette de nous assurer que ce que vous faites et ce que vous dites concorde.

Considérez-vous, ou votre organisation considère-t-elle, que l'industrie nucléaire devrait être étouffée, qu'on devrait l'empêcher de continuer à se développer, à cause des dangers qu'elle représente sur le plan de l'environnement et de l'écologie? Ou considérez-vous que si l'on tenait compte de tous les coûts, l'industrie nucléaire mourrait de sa belle mort?

M. Rubin: Ma réponse est oui à vos deux questions. Je suis convaincu que la seule raison pour laquelle nous avons une industrie nucléaire c'est que nous sommes maintenant au royaume du père Ubu. Si nous l'avions traitée comme une industrie ordinaire, si nous l'avions traitée comme une simple question d'affaires, personne n'aurait investi son argent. Les sociétés GE et Westinghouse sont bien trop malignes pour vouloir s'exposer à ce genre de risques. Moi aussi; vous aussi. Les investisseurs auraient pris la porte de sortie, et cette industrie n'aurait jamais vu le jour. Si nous retrouvons notre bon sens aujourd'hui, elle s'étiolera.

L'internalisation du risque est un beau moyen d'internaliser les coûts environnementaux. Être responsable d'une fusion signifie être responsable de la destruction de beaucoup de terres agricoles, de ressources en eau et de forêts et de tout ce qui a été perdu en Ukraine. Ce sont là des choses pour lesquelles personne ne veut payer. J'entends par là tout ce que peut avoir de terrifiant cet aspect des investissements dans le nucléaire. Il y a toutes sortes d'autres façons de perdre sa chemise dans un investissement de cette sorte, mais l'une d'entre elles consiste à avoir un accident catastrophique, et cela constitue une menace directe pour l'environnement.

Franchement, j'ai quitté un emploi fort confortable dans le monde universitaire pour aller travailler pour *Energy Probe*, et cela surtout parce que j'étais finalement convaincu que ce que j'appellerai les questions d'agrément et les questions d'affaires étaient orientées dans la même direction dans l'industrie nucléaire, à la différence de tant d'autres domaines où elles sont anti-éthique.

Le monde où nous vivons est celui des échanges. Une foule de choses ont une valeur relative et cela coûtera toujours moins cher de fabriquer quelque chose en jetant les déchets dans la rivière voisine ou dans un égout qu'en les emballant et en les éliminant comme il le faut. Ainsi va la vie: la méthode sale et bon marché coûte habituellement moins cher que la bonne méthode.

Ce sont donc des problèmes difficiles à résoudre, car il faut bien que quelqu'un paie, et il s'agit de savoir combien vous êtes prêts à payer, car de toute façon vous n'obtiendrez jamais quelque chose de pur à 100 p. 100. L'industrie nucléaire n'entre pas en ligne de compte, car les entreprises privées ne voudraient pas en entendre

[Text]

of a different colour; in other words, making a scary business endeavour into a risk-free endeavour. When we guarantee the loans and when we guarantee against the accidents and when we do all those things, we are simply changing the entire investment climate. So the technological risk has gone away, the environmental risk has gone away, the public health and safety risk has gone away as far as the investor is concerned.

People in New York who are buying Ontario government bonds for Ontario Hydro to build Darlington do not see any of those risks. But the bond rating for a Darlington bond, absent the provincial loan guarantee and absent the Nuclear Liability Act... It would be a junk bond, as nuclear bonds are in the states where they are being floated for a private utility that wants to build nuclear. So you are talking about a speculative investment that has been turned by government policy, at two levels of government, into what looks like a blue-chip.

Mr. Parry: Can I cut you off there, Mr. Rubin? I have some other questions. You used the phrase "Ontario Hydro, where I come from". Did you mean that you had worked for Ontario Hydro at one time?

Mr. Rubin: No, sorry. I just meant that I live in Toronto and the local threat is Pickering. But the Nuclear Liability Act also protects Hydro-Québec and New Brunswick Electric, which simply do not threaten me as directly as Ontario does.

Mr. Parry: Does Energy Probe have any analysis—what I would really be interested in, of course, is a computer model—of the change in the generation mix that might occur if the costs were fully distributed?

Mr. Rubin: If we internalized cost today, the growth field would be efficiency and I think efficiency would take care of our growth. The real question is if in a responsible market the existing nuclear plants would operate—and if so, for how long.

If the costs of the coal-fired emissions were internalized, then there is no question that there would be a clean-up and that efficiency would start replacing the coal-fired plants and would probably succeed in that relatively soon. The question is basically the rate at which we would shut down the two kinds of plants in Ontario.

Mr. Parry: The reference to wood burning worried me a little, because as one who has lived in a cold part of the

[Translation]

parler si le contribuable réticent ne voyait les choses sous un jour totalement différent; en d'autres termes, il s'agit de faire d'une entreprise commerciale dangereuse une entreprise sans aucun risque. Lorsque nous garantissons les prêts et les risques d'accidents et tout le reste, tel que nous faisons, nous modifions totalement le climat des investissements. À ce moment-là, pour l'investisseur, il n'y a plus de risques technologiques, plus de risques environnementaux, plus de risques pour la santé et pour la sécurité du public.

Les New-Yorkais qui achètent des obligations du gouvernement de l'Ontario pour que l'Hydro-Ontario puisse construire la centrale de Darlington ne voient aucun de ces risques. Mais la valeur d'une telle obligation, si la garantie de prêt provinciale et la Loi sur la responsabilité nucléaire n'existaient pas... Ce serait une obligation sans aucune valeur, comme c'est le cas des obligations nucléaires aux États-Unis lancées pour financer une société privée de services qui veut construire une centrale nucléaire. Vous parlez donc là d'un investissement de caractère spéculatif qui, grâce à la politique gouvernementale, ou plutôt à celle de deux ordres de gouvernement, a été apparemment transformée en valeur sûre.

M. Parry: Puis-je vous interrompre, monsieur Rubin? J'ai d'autres questions à poser. Vous avez dit, «l'Hydro-Ontario dont je viens». Voulez-vous dire par là que vous y aviez travaillé à une certaine époque?

M. Rubin: Non, excusez-moi. Je voulais simplement dire que j'habite à Toronto et que pour nous, la menace locale est représentée par Pickering. Mais la Loi sur la responsabilité nucléaire protège également l'Hydro-Québec et la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick qui, bien sûr, ne me menacent pas aussi directement que l'Ontario.

M. Parry: *Energy Probe* a-t-elle analysé—ce qui m'intéresserait vraiment, bien sûr, c'est un modèle informatisé—le changement qui pourrait intervenir dans les parts respectives des divers types de production d'énergie si les coûts étaient pleinement répartis?

M. Rubin: Si nous assumions aujourd'hui tous les coûts de manière interne, le domaine de croissance serait celui de l'efficacité et je crois que celle-ci serait la solution à notre croissance. La véritable question est de savoir si dans un marché ayant le sens des responsabilités, les centrales nucléaires existantes fonctionneraient—et si oui, pendant combien de temps.

Si les coûts des émissions des centrales fonctionnant au charbon étaient intégrés, il est indiscutable qu'une campagne de nettoyage serait entreprise et que l'énergie solaire commencerait à remplacer les centrales au charbon et réussirait probablement à le faire relativement rapidement. La question est essentiellement de savoir à quel rythme nous fermerions les deux types de centrales en Ontario.

M. Parry: Votre allusion à l'utilisation du bois m'a un peu inquiété, car moi qui ai vécu dans une région très

[Texte]

country and suffers from asthma, I am aware of the pollution the wood burning can generate—with present technology; of course there are superior wood-burning technologies coming in.

Mr. Rubin: Even at present.

Mr. Parry: Yes. Have you in your research identified any nuclear generator systems you would consider to be superior to CANDU?

Mr. Rubin: There are a number of programs around the world—one in Sweden, two in the United States—to develop what is called an ultra-safe reactor. This does not affect waste disposal; it does not affect mining and tailings disposal and a number of other problems inherent in nuclear generation. The risk of weapon proliferation from the spread of nuclear technology and materials is one that is not very sensitive to reactor design.

• 1015

None of the so-called ultra-safe designs I have seen uses the CANDU approach. Some of them are high temperature gas-cooled reactors. Most of them are light water cooled and moderated reactors. Nobody is using natural uranium pressure-tube designed heavy water moderated. . . . As far as I know, nobody is using any of those aspects in designing an ultra-safe reactor.

Mr. Parry: Are there any producing systems you would consider superior?

Mr. Rubin: I am not impressed with any of the designs for so-called ultra-safe reactors. So far as I am concerned, the only way to solve the reactor safety problem is with a combination of design and scale. I have asked a number of people who are better nuclear engineers than I am. I do not claim to be a very good one.

Canada builds a research reactor called the SLOWPOKE-2, which is an inherently safe reactor. I do not mind saying that. This does not apply to the new so-called SLOWPOKE energy system, which has stolen the name of an inherently safe reactor for a reactor that is not. The new reactor just opened at Whiteshell is supposed to be put into the basements of apartment buildings, shopping malls, and remote northern communities as a heating system. From the analysis I have seen, it is not an inherently safe reactor. When push comes to shove, it can have a catastrophic accident, not as big as a larger reactor can, but it can still reach the temperatures for fuel failure and fuel melting, which are the two key steps in terms of releasing radiation.

[Traduction]

froide de notre pays et qui souffre d'asthme, je suis très au courant de la pollution que les feux de bois peuvent provoquer—même avec la technologie actuelle; bien sûr de nouvelles technologies supérieures commencent à faire leur apparition.

M. Rubin: En ce moment même.

M. Parry: Oui. Au cours de vos recherches avez-vous pu trouver des réacteurs que vous considéreriez comme supérieurs au CANDU?

M. Rubin: Il existe un certain nombre de programmes à l'étranger—un en Suède, deux aux États-Unis—qui ont pour objet de développer ce que l'on appelle un réacteur ultra-sûr. Cela n'influe pas sur l'élimination des déchets; ni sur celle des résidus miniers et des schlamms, ainsi que sur un certain nombre d'autres problèmes inhérents à la production d'énergie nucléaire. Le risque de prolifération des armements, si la technologie et les matériaux nucléaires se répandaient, a très peu de lien avec la conception des réacteurs.

Des systèmes ultra-sûrs que j'ai vus utilisent la méthode CANDU. Certains sont des réacteurs à haute température refroidie au gaz. La plupart d'entre eux sont des réacteurs légers refroidis et modérés à l'eau. Personne n'utilise de réacteur avec tube de force à l'uranium naturel modéré à l'eau lourde. . . . A ma connaissance, personne n'utilise ces techniques dans la conception d'un réacteur ultra-sûr.

M. Parry: Y a-t-il un système qui vous ait paru supérieur?

M. Rubin: Aucun de ces réacteurs dits ultra-sûrs ne m'ont impressionné. En ce qui me concerne, le seul moyen de résoudre le problème de la sécurité, pour un réacteur, est une combinaison de conception et d'échelle. C'est la question que je posais à un certain nombre de personnes qui sont des ingénieurs nucléaires plus compétents que je ne le suis. Je ne prétends pas être très fort.

Le Canada a construit un réacteur de recherche baptisé le SLOWPOKE-2, qui est essentiellement un réacteur sûr. Je n'hésite pas à le dire. Il n'en va pas de même du nouveau système énergétique SLOWPOKE, qui s'est approprié le nom d'un réacteur fondamentalement sûr alors qu'il ne l'est pas lui-même. Le nouveau réacteur qui vient d'être mis en service à Whiteshell serait destiné à être installé dans les sous-sols d'immeubles de logements, dans des promenades intérieures de magasins, et dans des collectivités du Nord éloignées, pour en assurer le chauffage. D'après l'analyse que j'en ai vue, ce n'est pas un réacteur fondamentalement sûr. En mettant les choses au pire, il pourrait très bien déclencher une catastrophe, non pas aussi grave que celle que peut provoquer un plus gros réacteur, mais il est tout de même capable d'atteindre des températures suffisantes pour qu'il y ait panne ou fusion, qui sont les deux étapes-clés du déclenchement de radiation.

[Text]

The SLOWPOKE-2 and its predecessor, the SLOWPOKE-1, are little baby research reactors. It is a neighbour of mine at the University of Toronto, a few blocks away. You can play "what if" games from now until doomsday and not make that reactor have an accident unless you drop a bomb on it to vaporize the poison in it, which you could do to any of the buildings at the University of Toronto. I can name a bunch of offices in my building that I do not want to see vaporized because of the poisons in them.

In terms of the combination of reactor energy and reactor poison, the combination that makes a reactor a very nasty neighbour, the SLOWPOKE-2 is a non-threat. I have asked nuclear engineers if it was the object to have a reactor energy powered poison release, how big could you make the reactor and still meet that criterion. The answers I get are in the range of one megawatt, perhaps two megawatts or more depending on the technology. That is not an object for the nuclear industry.

Proof of it is that AECL just blew it and came very close, but they were not trying to be inherently safe in designing the SLOWPOKE energy system. They could have done it perhaps by being half the size of this new reactor they came up with, but it was not what they were trying to do. They are subdividing the catastrophe into little pieces.

Mr. Gagnon: Thank you. I would appreciate it if you would be brief. I will try to keep the questions brief.

Mr. Rubin: I will try.

Mr. Gagnon: Is Energy Probe incorporated?

Mr. Rubin: Yes, it is. I brought with me annual reports and—

Mr. Gagnon: Is it a non-profit organization?

Mr. Rubin: Yes.

Mr. Gagnon: Where is it incorporated?

Mr. Rubin: We are incorporated in Ontario as a non-profit, non-share-capital corporation, and we are registered federally as a charity.

Mr. Gagnon: How many backers or subscribers do you have?

Mr. Rubin: I believe we have about 25,000 supporters across the country, just under half in Ontario and the rest spread around.

Mr. Gagnon: Do you receive any federal or provincial government funds?

[Translation]

Le SLOWPOKE-2 et son prédécesseur, le SLOWPOKE-1, sont des mini-réacteurs de recherche. Je les ai pour voisins, à quelques pâtés de maisons, à l'Université de Toronto. Vous pouvez vous amuser à faire des suppositions *ad vitam aeternam* sans que ce réacteur ait un accident, à moins qu'une bombe ne vaporise le poison qu'il contient, ce que vous pourriez faire à n'importe quel des bâtiments de l'Université de Toronto. Je pourrais vous nommer un tas de bureaux, dans le bâtiment que j'occupe, que je ne voudrais pas voir vaporiser à cause des poisons qu'ils abritent.

En ce qui concerne la combinaison d'énergie et de poison du réacteur, combinaison qui en fait un voisin fort déplaisant, il n'y a rien à craindre du SLOWPOKE-2. J'ai demandé à des ingénieurs spécialisés dans le nucléaire que si l'objet était d'avoir un dégagement de vapeur empoisonnée provoqué par l'énergie d'un réacteur, quelle devrait être la taille de celui-ci pour satisfaire à ce critère. Les réponses que l'on m'a données variaient entre un et deux mégawatts ou plus, selon la technologie. Mais ce n'est pas là un des objets de l'industrie nucléaire.

La preuve en est que EACL en est passée très près, mais son objet n'était pas d'assurer une sécurité fondamentale lorsque la société a conçu le système SLOWPOKE. Elle aurait peut-être pu y parvenir avec un réacteur qui aurait fait la moitié de la taille du nouveau, mais ce n'était pas ce qu'elle recherchait. Ce qu'elle fait c'est d'essayer de compartimenter le problème pour qu'il n'y ait que des mini-catastrophes.

M. Gagnon: Merci. Je vous serais obligé d'être bref. J'essaierai moi-même de l'être.

M. Rubin: J'essaierai.

M. Gagnon: Energy Probe est-elle constituée en société?

M. Rubin: Oui. J'ai amené les rapports annuels et. . .

M. Gagnon: Est-ce une organisation à but non lucratif?

M. Rubin: Oui.

M. Gagnon: Où a-t-elle été constituée en société?

M. Rubin: En Ontario; nous sommes une corporation sans capital-actions et à but non lucratif, et nous sommes enregistrés à l'échelon fédéral comme oeuvre de charité.

M. Gagnon: Combien de souscripteurs ou de commanditaires avez-vous?

M. Rubin: Je crois que nous en avons environ 25,000 au Canada, dont près de la moitié en Ontario.

M. Gagnon: Recevez-vous une subvention fédérale ou provinciale?

M. Rubin: Nous recevons une petite aide financière, mais l'essentiel nous vient de ces 25,000 partisans, et tout se fait par correspondance. Cela représente, je crois,

Mr. Rubin: We receive some. The bulk of our support comes from those 25,000 supporters and is raised through direct mail. I believe this constitutes something in the

[Texte]

order of 75% or so of our total income. We get quite a number of employment grants. Our international wing is Probe International. You may have seen Jose Outzenberger, Brazil's leading environmentalist, on *The Journal* and a number of other things. We brought him into Canada with the help of a grant from CIDA. We basically get what we can get.

Mr. Gagnon: Can you tell me about yourself? What sort of a background do you have?

Mr. Rubin: I have a chequered background.

Mr. Gagnon: What is your professional training?

Mr. Rubin: I have a bachelor of science from the Massachusetts Institute of Technology. I started at MIT thinking I wanted to be a physicist and finished thinking I did not want to be a physicist. My degree is a bachelor of science in humanities and science. Physics was my minor at MIT. I think they probably gave me about as much physics as some physics majors would get at other institutions. MIT is a tough place to get a liberal arts education.

Mr. Gagnon: Did you take an advanced degree or do some work toward any advanced degree?

Mr. Rubin: I have taken two advanced degrees and have taught on a number of faculties. None of it is in physics or science or nuclear energy. It is in history.

Mr. Gagnon: Okay. I am glad we have it on record.

You raised the question of whether the taxpayer should pay for regulating. This was raised with the Atomic Energy Control Board last May and it was raised again last night. They are studying the question. I come from a province where the producer plays for the placement through a tax on oil revenue.

You talk about full-cost accounting. I think this was Mr. Parry's comment. I look at the situation where a gas producer in Alberta produces some gas. That producer pays corporate taxes. The gas is put in the NOVA pipeline and is moved to the Alberta border. The NOVA pipeline pays corporate taxes. TransCanada PipeLines moves it to Toronto. TransCanada PipeLine pays corporate taxes. Toronto Consumer Gas takes over. Consumer Gas pays taxes. It is burnt at the burner tip. The competition is from a utility that pays no corporate taxes. Do you feel that it would then be fair to apply a corporate tax to utilities so that you have a balance accounting and can compare?

[Traduction]

environ 75 p. 100 de notre revenu total. Nous obtenons un nombre appréciable de subventions à l'emploi. Nous avons une branche internationale, *Probe International*. Peut-être avez-vous vu à la télévision Jose Outzenberger, l'environnementaliste le plus en vue du Brésil, lorsqu'il a été interviewé par *The Journal* et un certain nombre d'autres stations. Nous l'avons fait venir au Canada grâce à une subvention de l'ACDI. Essentiellement, nous prenons tout ce qu'on nous offre.

M. Gagnon: Parlez-moi un peu de vous-même? Quels sont vos antécédents?

M. Rubin: Ils sont caractérisés pour une certaine diversité.

M. Gagnon: Quelle est votre formation professionnelle?

M. Rubin: J'ai un baccalauréat en sciences du *Massachusetts Institute of Technology*. J'ai commencé mes études au MIT en pensant que je voulais devenir physicien, et je les ai terminées en me disant que ce n'est pas ce que je voulais être. J'ai donc un diplôme de baccalauréat en sciences et sciences humaines. La physique a été ma discipline secondaire au MIT. Je crois que j'y ai probablement ingurgité autant de physique que ceux dont c'est la discipline majeure dans d'autres établissements. Le MIT n'est pas un endroit facile pour faire des études en arts libéraux.

M. Gagnon: Avez-vous obtenu un diplôme d'études supérieures ou en avez-vous préparé un?

M. Rubin: J'en ai obtenu deux et j'ai enseigné dans un certain nombre d'universités. J'ai cependant enseigné l'histoire et non la physique, les sciences ou l'énergie nucléaire.

M. Gagnon: Bien. Je suis heureux que tout soit porté au procès-verbal.

Vous avez posé la question de savoir si le contribuable devrait payer les frais de réglementation. C'est une question qui a été posée à la Commission de contrôle de l'énergie atomique, en mai dernier, et qui a encore une fois été soulevée hier soir. La question est à l'étude. Je viens d'une province où le producteur paie sous la forme d'un impôt sur les recettes pétrolières.

Vous parlez de capitalisation du coût complet. Je crois que c'est M. Parry qui a fait la remarque. Prenons le cas d'un producteur de gaz en Alberta. Il paie l'impôt des sociétés. Son gaz est injecté dans le pipeline de NOVA et est transporté jusqu'à la frontière de l'Alberta. Le pipeline de NOVA paie, lui aussi, l'impôt des sociétés. TransCanada PipeLines transporte ensuite le gaz jusqu'à Toronto. TransCanada PipeLines paie l'impôt des sociétés. *Toronto Consumer Gas* prend la relève. *Consumer Gas* paie l'impôt. Le gaz est brûlé au bec du brûleur. La concurrence vient d'un service public qui ne paie pas d'impôt des sociétés. À votre avis, serait-il juste d'imposer cet impôt aux services publics de manière à avoir une balance des comptes et de pouvoir faire une comparaison?

[Text]

Mr. Rubin: Absolutely. I think also you may have left out the larger term, which is that in the gas supply system all of the companies pay taxes but they are paying taxes on profits; that is, they are paying taxes on earnings they distribute to their owners. In the electricity system we are dealing with companies that not only do not pay taxes on their profits, but also do not pay profits to their owners. This is a larger term than the tax share. In other words, I own a piece of Ontario Hydro, but I never get the cheque in the mail. I own a piece of other companies and I do get the cheque in the mail or I get a statement that it has been credited to my account.

Interestingly, the Ontario Energy Board has now accepted our reasoning. It came from us that Ontario Hydro should make a rate of return on its capital for its owners. To tax a piece of it, we are talking about relatively subtle differences on whether it should go to each citizen of Ontario because I am a citizen and therefore I own one eight-millionth of Ontario Hydro or whether it should go in tax reductions because I do not pay one eight-millionth of the Ontario taxes.

Mr. Gagnon: Okay. I hear you loud and clear on that. The last question I have deals with the nuclear insurance or lack thereof. What is the policy for the U.S. companies within the United States?

Mr. Rubin: The U.S. has a law that is in the process right now of being amended. Their law is called the Price-Anderson Act. Unlike the Nuclear Liability Act, it has a sunset clause; it expires and it is passed for a fixed term only. I believe the term expired on August 1 of this year. It is now officially expired. It does not really change any of the existing plants but, should a new plant be licensed today, it would be in a very interesting never-never land.

Mr. Gagnon: What is the coverage or lack thereof?

• 1025

Mr. Rubin: The suppliers and subcontractors are covered totally. They are completely unexposed to risk. GE and Westinghouse head office are just as protected as CGE and Westinghouse Canada are. The utility companies, it is a floating scale based on risk-sharing among reactors. It is a kind of liability pool. If you own a reactor and somebody else's reactor has a catastrophic accident, then you have agreed to cover part of their liability.

[Translation]

M. Rubin: Absolument. Je crois également que vous avez oublié le long terme: toutes les sociétés du réseau d'approvisionnement en gaz paient des impôts mais elles les paient sur leurs profits; autrement dit, elles paient des impôts sur les gains qu'elles distribuent à leurs propriétaires. Dans le secteur de l'électricité, nous avons affaire à des sociétés qui non seulement ne paient pas d'impôts sur leurs profits, mais ne versent pas non plus de bénéfices à leurs propriétaires. Cela dépasse le partage des impôts. En d'autres termes, je suis propriétaire d'un petit bout de l'Hydro-Ontario, mais je n'en reçois jamais de chèques. Au contraire, lorsque j'ai des actions dans d'autres sociétés, je reçois un chèque par la poste ou un relevé m'apprenant qu'un crédit a été porté à mon compte.

Chose intéressante, la Commission de l'énergie de l'Ontario a maintenant accepté notre raisonnement. C'est grâce à notre intervention que l'Hydro-Ontario doit maintenant verser des bénéfices à ses propriétaires. Lorsqu'il s'agit d'en imposer une partie, on a affaire à des différences relativement subtiles car il s'agit de déterminer si cela devrait s'appliquer à chaque citoyen de l'Ontario puisque je suis citoyen de cette province et, à ce titre, je suis propriétaire d'un huitième de millionième de l'Hydro-Ontario, ou si cela devrait prendre la forme de réduction d'impôts parce que je ne paie pas un huitième de millionième des impôts ontariens.

M. Gagnon: Bien. Je vous suis. Ma dernière question a trait à l'assurance nucléaire ou à son inexistence. Quelle est la politique pour les sociétés américaines aux États-Unis?

M. Rubin: Les États-Unis ont une loi qui est en cours de modification; elle s'appelle la *Price-Anderson Act*. À la différence de la Loi sur la responsabilité nucléaire, elle comporte une clause de temporisation; elle n'est votée que pour une période déterminée, après quoi elle expire. Je crois qu'elle a expiré le premier août de cette année. Elle a donc maintenant officiellement expiré. Cela ne change bien sûr rien aux usines existantes, mais si une nouvelle usine obtenait aujourd'hui un permis d'exploitation, elle se retrouverait dans un monde fort intéressant, du fait de son irréalité.

M. Gagnon: Quel est le degré de protection, ou n'y en a-t-il pas?

M. Rubin: Les fournisseurs et les sous-traitants sont totalement couverts. Ils ne courent aucun risque. Le siège social de GE ou de Westinghouse est aussi bien protégé que le sont la CGE et Westinghouse Canada. Pour les services publics, c'est une échelle variable fondée sur le partage des risques entre réacteurs. C'est une sorte de groupement de responsabilité. Si vous êtes propriétaire d'un réacteur et que celui de quelqu'un d'autre subit un accident catastrophique, vous assumez une part de sa responsabilité, comme vous aviez accepté de le faire.

[Texte]

The total liability increases with each new reactor that is brought on line. The current number, this is under the old law, is \$700 million U.S., plus or minus \$20-odd million. An amendment, which has passed one of the Houses there but not the other—it is in a Senate congressional committee and has not been reported out yet—looks like it is going to have a \$7 billion U.S. liability limit for the operator.

Mr. Gagnon: But today if there is a catastrophic accident, the cap is—

Mr. Rubin: Is approximately \$700 million U.S., versus \$75 million Canadian for one of ours.

If I can just say, my objection and Energy Probe's objection is not the number. If this is an industry that needs a limit, then this is an industry I do not want to invest in and I do not want to be a neighbour of. If they say "oh, no, but it is really a big limit, we just want the victims to carry over that line", I do not really care where that line is. The limit to the harm a nuclear accident can cause is the proper limit of liability. If that is not acceptable to the risk-maker, then we have an unacceptable risk here.

Mr. Porter: Mr. Rubin, I certainly found your comments most interesting. I know we can get the information from the record of the proceedings, but do you have some of the facts and statistics that you have provided? I am sure as time proceeds we will be hearing other witnesses, and it would probably be beneficial to the committee if we had at our disposal some of the specifics. I have taken notes, as I am sure most members have. As I say, I gather we can get most of this information, but any additional material you could provide would be helpful.

Mr. Rubin: I am planning to meet with Mr. Clay after this testimony to share my resources with him. I have tried to make specific references to the record wherever I could. If there are specific numbers I have bandied about without giving sources for them, if you can tell me now, then I will make sure Mr. Clay has copies of them, or that I read the source into the record.

Mr. Porter: I gather in listening to your presentation that you feel there are very few advantages to nuclear power as we are presently using it. What is your view, for example, in the field of medicine, areas such as that? Are there other areas where you feel Canadians and people in the world can benefit, or does it all have a down side as far as you are concerned?

Mr. Rubin: I guess I am a lukewarm supporter of nuclear medicine. I have never actually had any nuclear

[Traduction]

La responsabilité totale augmente avec chaque nouveau réacteur mis en service. Le chiffre actuel, en vertu de l'ancienne loi, est de 700 millions de dollars É.U. à une vingtaine de millions de dollars près. Une modification, qui a déjà été approuvée par une des Chambres, mais pas par l'autre—elle est actuellement examinée par un comité du Sénat et il n'a pas encore présenté son rapport—portera probablement à 7 milliards de dollars É.U. la limite de responsabilité de l'exploitant.

M. Gagnon: Mais s'il y avait aujourd'hui une catastrophe, le maximum. . .

M. Rubin: Est d'environ 700 millions de dollars É.U., alors qu'il est de 75 millions de dollars canadiens pour l'un de nous.

Permettez-moi d'ajouter que mon objection, et celle de «Energy Probe», ne concernent pas le chiffre lui-même. Si nous avons affaire à une industrie qui a besoin d'une limite, c'est une industrie dans laquelle je ne tiens pas à investir mon argent et que je ne veux pas avoir comme voisine. Et si ces gens-là me disent, «Oh, non, vous savez, c'est vraiment une limite très élevée, et ce n'est que de là que les victimes doivent se débrouiller», je ne tiens vraiment pas à savoir quelle est la limite. La limite au mal qu'un accident nucléaire peut causer est la limite appropriée de responsabilité. Si ceux qui prennent le risque ne trouvent pas cela acceptable, c'est que le risque lui-même est inacceptable.

M. Porter: Monsieur Rubin, j'ai trouvé vos commentaires fort intéressants. Je sais que nous pouvons les trouver au procès-verbal, mais disposez-vous de certains des faits et des statistiques que vous nous avez fournis? Je suis certains que nous aurons l'occasion d'entendre d'autres témoins, et il serait probablement utile au Comité de disposer de quelques données précises. J'ai pris des notes, comme l'ont certainement fait la plupart de mes collègues. Comme je viens de le dire, nous pouvons trouver ailleurs l'essentiel de ces renseignements, mais tout élément additionnel que vous pourriez nous fournir, nous serait utile.

M. Rubin: J'ai l'intention de rencontrer M. Clay après ma déposition et de mettre mes ressources à sa disposition. J'ai essayé de fournir des références précises pour le procès-verbal, chaque fois que je l'ai pu. Si j'ai cité certains chiffres sans vous en donner la source, si vous voulez bien me les rappeler, je veillerai à ce que M. Clay en ait des copies, ou je les fournirai moi-même pour le procès-verbal.

M. Porter: Il semble bien, d'après votre exposé, que vous considérez que l'énergie nucléaire telle que nous l'utilisons actuellement, offre très peu d'avantages. Que pensez-vous de son utilité, par exemple, dans des domaines tels que celui de la médecine? Y en a-t-il d'autres où elle pourrait être profitable aux Canadiens et aux habitants du monde entier, ou n'offre-t-elle que des inconvénients, à votre avis?

M. Rubin: Je suis assez tiède en ce qui concerne la médecine nucléaire. Je n'ai jamais eu à l'utiliser moi-

[Text]

procedures myself. The notion of doing both diagnostic and therapeutic procedures with either radioactive substances or accelerators or external radiation sources is not something I would oppose. I think X-rays have saved many more lives than they have cost.

Neither do I rule out the discovery of new applications for nuclear technology that may be a net benefit to the human species. I thought for a while that food irradiation was one of those. I am increasingly convinced, as has another committee of this House, that is not so clear.

• 1030

I think the question you have to ask now is are we searching for those technologies and those applications at about the right rate, or do we have a kind of lunatic search going on for the wrong reasons? That is, in effect I think we now have an agency in Atomic Energy of Canada Limited that is trying to solve its problems, and its problems are not my problems. Their problem is where do you squeeze more radioactive stuff and where do you put more nuclear reactors. Well, that is not our problem. That is not Canada's problem.

The irradiation of food I think is a classic example of a solution looking for a problem, rather than the other way around. I think the Standing Committee on Consumer and Corporate Affairs has to be commended for stepping back from the euphoria and saying wait a second, what do we have here? That is something other agencies have not been able to do.

Similarly, every time I hear of some golly-gee-whiz-bang new idea coming out of Chalk River or Whiteshell or corporate headquarters of AECL, it is again an industry that is searching for a way to make Canada more "neutron-abundant", as they like to say: to use more things that glow in the dark and are looking for problems. As I say, that does not overlap very well with the problems Canada and Canadians face, and I wish we were putting more effort into solving our problems—because we do have problems—and less effort into solving AECL's problems.

Mr. Porter: In the other area of energy uses and the required increase, which I guess we will see all around the world and certainly in Canada in years ahead, I have heard people with views probably as strong as yours when we get into other sources, certainly hydroelectric. Acid rain is another area. But we are going to have to develop additional energy requirements as we get into the next century. Do you feel they should all be diverted from anything we are contemplating in a nuclear source to these other types of generating stations for energy?

[Translation]

même. L'idée d'un diagnostic et de procédures thérapeutiques faisant appel à des substances radioactives, des accélérateurs, ou des sources extérieures de radiations n'est pas quelque chose à quoi je suis opposé. À mon avis, les rayon-X ont sauvé plus de vies qu'ils n'en ont coûté.

Je n'exclus pas non plus la découverte de nouvelles applications de la technologie nucléaire qui pourraient constituer un bénéfice net pour l'espèce humaine. J'ai cru un moment que les radiations des aliments en étaient une. Je suis cependant de plus en plus convaincu, comme un autre comité de cette Chambre, que ce n'est pas aussi certain.

Je pense que nous devons nous demander si en matière de technologies nouvelles et de leurs applications, nos recherches avancent au rythme voulu ou si nous cherchons un petit peu à tort et à travers avec une sorte de frénésie. Je pense qu'Énergie atomique du Canada est un organisme qui cherche à résoudre ses problèmes, mais je pense également que ses problèmes ne sont pas les miens. Le problème consiste à trouver la manière d'extraire de la substance radioactive et de trouver de nouveaux emplacements pour des réacteurs nucléaires. Eh bien, justement, cela n'est pas notre problème. C'est leur problème à eux et non au Canada.

L'irradiation des aliments est l'exemple type d'une solution en quête d'un problème et non de l'inverse. Je pense que le Comité permanent de la consommation et des corporations mérite d'être félicité d'avoir pris un peu de recul par rapport à l'euphorie ambiante et d'avoir donné un conseil de prudence. C'est là quelque chose que d'autres organismes ne sont pas parvenus à faire.

Il en est ainsi à chaque fois que j'entends parler d'une de ces nouvelles idées for-mi-dables issues de Chalk River ou de Whiteshell ou du siège social de EACL. On voit à l'oeuvre une industrie à la recherche des moyens de promouvoir la prospérité «neutronique», si vous voulez, pour toujours trouver de nouveaux trucs qui rayonnent dans la nuit. En fait nous avons là un organisme à la recherche de problèmes à résoudre. D'après moi cette recherche ne recoupe pas très bien les problèmes auxquels doivent faire face le Canada et les Canadiens et j'aimerais qu'on consacre de plus grands efforts à la solution de nos problèmes—car nous avons effectivement des problèmes—et moins d'efforts à résoudre les problèmes de d'EACL.

M. Porter: Quant à l'autre question qui est celle de la consommation d'énergie et de l'augmentation de celle-ci, ce qui semble devoir être la solution à la fois pour le reste du monde et pour le Canada à l'avenir, j'ai recueilli auprès d'autres personnes des opinions tout aussi énergiques que les vôtres mais à l'égard d'autres sources d'énergie dont, notamment, l'énergie hydro-électrique. Les pluies acides constituent encore une autre question. Mais il va falloir trouver d'autres sources d'énergie à l'avenir. Pensez-vous que l'on devrait décrocher par

[Texte]

Mr. Rubin: I think what we know is going to increase is not the demand for energy but the demand for energy services; and that distinction is not an academic one but in fact the key distinction. I do not have to point to theoretical sources for this. I can point to what got us out of OPEC again. God help us if we have not learned from that experience. There were people with Ph.Ds writing reports like these that said oh, my gosh, if we cannot put OPEC oil into our gas tanks, we are going to have to put tar sands oil or offshore oil or high-arctic gas or nuclear-based hydrogen into our gas tanks; something has to go in the gas tank; oh, my gosh, or we will freeze in the dark.

That just turned out to be the ravings of a lunatic. We can take this stuff and the most useful thing we can do with it now is to burn it for energy, because it is not worth the paper it was printed on. This turned out to be a waste of paper. Fortunately it still has the same thermal value if we burn it as it did before it was printed on. But that is the only good thing you can say about these looney ravings.

I would maintain the confidence that we are going to need more energy in future is a confidence I do not share and the studies I am privy to do not bear out. Sure, if you project something far enough in the future, based on today's technology, you can make the line go up, based on uncertainty. You can also make the uncertainty expand from steep down to steep up.

I do not know what the second half of the next century is going to look like. This study, the *Life after Oil* study, with the something like 11-volume study it is based on, carries to the year 2025. It suggests we can have very significant population increases and per capita GNP increases, and therefore very significant total GNP increases, without really any increase in commercial energy—that is, in energy supply in the conventional sense—in Canada. That is only one possible outcome of many, but I think it is an attractive one; and it is a more attractive one than this, the long-range *Energy Futures for Canada*.

[Traduction]

rapport au nucléaire et se tourner plutôt vers ces autres sources d'énergie?

M. Rubin: Je pense que ce qui va augmenter ce ne sont pas les besoins énergétiques mais plutôt les besoins en matière de services énergétiques. La distinction que j'opère n'est pas une distinction théorique, bien au contraire, c'est la distinction fondamentale qu'il convient d'opérer. Je n'ai pas besoin de m'appuyer sur des sources théoriques car je prends simplement pour exemple ce qui nous a sortis du problème que posait l'OPEP. Dieu nous garde si nous ne savons pas tirer la leçon de la situation dans laquelle nous nous sommes trouvés à l'époque. Il y avait toute une pléiade d'experts qui pondaient des rapports comme celui-ci, déclarant que, mon Dieu, si l'on ne peut pas mettre dans nos réservoirs du pétrole de l'OPEP il va falloir y mettre du pétrole des sables bitumineux ou du pétrole extrait au large de nos côtes ou du gaz extrait du Grand nord ou de l'hydrogène produit par notre industrie nucléaire. L'idée était qu'il fallait bien trouver quelque chose à mettre dans notre réservoir à essence si l'on ne voulait pas retourner à l'époque des glaces.

Eh bien, tous ces raisonnements ont pris, à posteriori, un air un peu dément. La meilleure chose que nous puissions faire maintenant de tous ces savants rapports c'est d'y mettre le feu pour créer un peu de chaleur car vraiment le contenu est tout à fait inutile. Ces rapports sont un pur gaspillage de papier. Nous avons encore la chance que ce papier ait la même capacité de chauffage qu'il avait avant qu'on y inscrive de telles âneries. Je n'y vois guère d'autre utilité.

Je pense que l'idée qu'il va nous falloir, à l'avenir, une quantité plus grande d'énergie ne me persuade pas et les études dont j'ai pu prendre connaissance finissent de m'en convaincre. Il est bien évident que si vous faites une extrapolation à long terme en vous fondant sur la technique aujourd'hui disponible vous pouvez, en incorporant un facteur d'incertitude, imposer une certaine tendance aux chiffres. Vous pouvez également prendre cette courbe d'incertitude et l'infléchir à peu près comme vous voulez.

Je ne sais pas ce que nous réserve la seconde moitié du siècle suivant. Cette étude sur l'époque post-pétrolière et les onze volumes de travaux sur lesquels l'étude est fondée, nous emmènent jusqu'en 2025. D'après cette étude, l'on pourrait avoir une très sensible augmentation de la population et du produit national brut par habitant et donc une augmentation très sensible du produit national brut sans avoir pour cela à accroître la quantité d'énergie disponible, c'est-à-dire sans accroître, au Canada, le réservoir de ressources énergétiques. Il ne s'agit là, bien sûr, que d'un des scénarios possibles, mais je pense que c'est un beau scénario, plus beau que celui dont fait état, à long terme, le document *Energy Futures for Canada*.

[Text]

[Translation]

• 1035

So the more interesting question is what order we are going to shut off, how we are going to phase out coal and nuclear—hydroelectricity, the existing stuff, has no more environmental problems for us—and what to do in terms of the next supply options. They do not look like the centralized, mega-project supply options. The most attractive new source for electricity in Ontario is fossil fuel fired cogeneration; that is, taking the industries that are now burning fossil fuels and increasing the total thermodynamic and economic efficiency of that process by having them simultaneously generate electricity. That is about as close as the world of thermodynamics gets to a free lunch.

Mr. Porter: You have indicated that Energy Probe has made numerous studies and surveys and that the awareness of Canadians, and I guess people all over the world, has increased in relation to their concerns over nuclear fuel. Did you notice a distinct increase following Three Mile Island and Chernobyl? Do you feel that the public awareness has heightened considerably since those events?

Mr. Rubin: First one small point: I did not mean to give the impression that Energy Probe has funded those public opinion surveys. We have done very little in that regard. I was referring to Gallup polls, to polls sponsored by Atomic Energy of Canada Limited, to polls sponsored by Ontario Hydro and others.

One of the more meaningful polls that has been done over time is one that Gallup does approximately once a year. It is useful primarily because they ask the same question and give the same choices every year and have been doing that for more than 10 years. That is one I refer to. I now have an article in front of me. They give the public three choices other than undecided and no comment, and the three choices are: I want to see more nuclear power developed for electricity; they should keep running what they have, but not develop any more; and nuclear power generation should be abandoned. The numbers are currently 40% to abandon, 13% to develop more, and 36% wanting no further development—however that is phrased, and the article I have in front of me does not have the phrasing. I have in my files a kind of year-by-year breakdown of that. I did not bring it with me. What I am looking at is *The Toronto Star*, July 14, 1986, releasing the then current releases.

Donc, ce qui est le plus intéressant, c'est de savoir dans quel ordre nous allons fermer certaines installations, comment nous allons abandonner progressivement le charbon et le nucléaire—en effet, l'énergie hydroélectrique, c'est-à-dire la technologie actuelle, ne nous pose aucun problème sur le plan de l'environnement—et comment nous allons choisir les sources nouvelles d'approvisionnement. Je ne pense pas que l'avenir soit aux projets gigantesques et aux sources d'approvisionnement centralisées. En Ontario, la source d'électricité qui me paraît la meilleure est le couplage des centrales alimentées par hydrocarbures, c'est-à-dire le couplage des industries fonctionnant aux hydrocarbures afin d'en accroître l'efficacité économique et thermodynamique grâce à une production électrique simultanée. Vu les contraintes de la thermodynamique c'est, je pense, la meilleure solution envisageable.

M. Porter: Vous nous avez dit qu'Enquête énergétique a effectué de nombreuses études et enquêtes et que les Canadiens ainsi, j'imagine, que les citoyens des autres pays du monde, sont beaucoup plus sensibles qu'avant aux problèmes que peut poser le combustible nucléaire. Avez-vous constaté, à la suite des accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, une multiplication des inquiétudes à ce sujet? Pensez-vous que l'opinion publique est beaucoup plus sensibilisée sur ce point depuis ces deux accidents?

M. Rubin: D'abord, je tiens à préciser que je ne voulais pas donner l'impression qu'Enquête énergétique avait subventionné tous ces sondages d'opinion. Nous n'avons, en fait, pas fait grand-chose dans ce domaine. Je parlais des enquêtes Gallup, des enquêtes commandées par Énergie atomique du Canada Limitée et des enquêtes commandées par Hydro-Ontario ainsi que par d'autres organismes.

Le sondage d'opinion qui est peut-être le plus révélateur, c'est celui que Gallup effectue à peu près une fois par an. Ce qui fait l'importance de cette enquête, c'est que la même question est posée, chaque année, avec le même choix de réponses et cela dure depuis plus de 10 ans. C'est de cette enquête-là que je parlais. J'ai devant moi un article. La personne qui répond a un choix de trois réponses possibles en plus de «je ne sais pas» ou de «rien à dire». Voici les trois choix: je voudrais voir une augmentation du recours au nucléaire pour la production d'électricité; on devrait continuer à utiliser les installations nucléaires qu'on a à l'heure actuelle mais ne pas en créer de nouvelles; je voudrais qu'on abandonne complètement la production d'électricité au moyen du nucléaire. Une proportion de 40 p. 100 des répondants se sont prononcés en faveur de l'abandon pur et simple, 13 p. 100 en faveur d'un accroissement de la production nucléaire et 36 p. 100 pour le statu quo—quel que soit le libellé de la question et l'article que j'ai devant moi ne donne pas le libellé exact. J'ai dans mes dossiers une analyse des résultats du sondage année par année mais je ne l'ai pas apporté avec moi. Ce que j'ai ici, c'est un

[Texte]

The short answer to your question is that the results are mildly punctuated by both Three Mile Island and Chernobyl. Neither the decrease in support at those accidents nor the expected rebound after them is as striking as I would have expected. In fact, some of the years of quickest drop in support, as I recall, are around 1981, 1982. Three Mile Island was in 1979; Chernobyl was in 1986. I believe it was something like 1982 when in-house pollsters of Atomic Energy of Canada Limited first said wait a second, there is a trend here. They had been charting a decrease in support, but they said it was not a significant trend. It was, as I recall, roughly 1982 when they said yes, it is a trend, the public is turning against us, support for nuclear power is dropping statistically and it is a significant direction.

I do not know what that is from. Some people say that the disarmament movement has made people more aware of radiation threats and of proliferation threats. The nuclear industry feels victimized by any linkage between those two, of course.

• 1040

Mr. Porter: May I just ask you about a completely unrelated matter? In the pamphlet on your financial statement, under the statement of general reserve funding you have indicated quite a substantial portion, \$46,000, from donations and government grants, but the major portion of contributed services and materials... Could you enlarge on that?

Mr. Rubin: Yes. Note 2(c) says:

The value of certain materials, professional services and volunteer labour which are provided to the foundation without cost is estimated by management and recognized as revenue and as a cost of operations in the financial statement.

About four or five years ago we changed our accounting with Price Waterhouse's blessing from a cash-only accounting to a total-value accounting, recognizing that we get a lot of volunteer help. We get donations in computer use, professional advice and all kinds of things. We started estimating those and give the estimates to Price Waterhouse. They put it in, but it is all covered by the note. You can derive a cash statement from it.

[Traduction]

article du *Toronto Star*, daté du 14 juillet 1986, qui rend compte des résultats publiés à l'époque.

Pour répondre brièvement à votre question, je dois dire que les résultats ont été légèrement influencés à la fois par Three Mile Island et par Tchernobyl. Ces deux accidents ne semblent pas avoir entraîné une baisse spectaculaire du nombre d'opinions favorables au nucléaire, et on n'enregistre pas non plus une remontée notable de la confiance au cours de l'époque suivant ces deux accidents. En fait, si j'ai bonne mémoire, c'est environ en 1981 et en 1982 qu'on a vu la plus forte baisse de la confiance accordée au nucléaire. L'accident de Three Mile Island a eu lieu en 1979 et celui de Tchernobyl en 1986. Je pense que c'était aux environs de 1982 que les enquêteurs retenus par l'Énergie atomique du Canada Limitée ont dit déceler pour la première fois une tendance. Cela faisait un certain temps déjà qu'ils suivaient la baisse de la confiance du public mais, d'après eux, il ne s'agissait pas d'une tendance significative. C'est aux environs de 1982 qu'ils ont déclaré que, oui, il y avait une tendance et que le public se détournait du nucléaire, que la confiance que le public accordait à l'énergie nucléaire tombait de manière statistiquement significative.

Je ne sais pas quelle en est la cause. Certains prétendent que c'est le mouvement en faveur du désarmement qui a le mieux fait connaître au public les risques de radiation et de prolifération nucléaires. Aux yeux de l'industrie nucléaire, tout lien entre les deux est injuste.

M. Porter: Est-ce que je peux vous poser une question sur un sujet tout à fait différent? Dans la brochure présentant la situation financière de votre organisme, on trouve sous la rubrique des fonds de réserve généraux, une somme considérable, 46,000\$ provenant de dons et de subventions gouvernementales et une part importante provenant de services et de matériaux qui vous ont été donnés... Pourriez-vous nous expliquer un peu cela?

M. Rubin: Oui. D'après la note 2(c):

La valeur de certains matériaux, de services professionnels et du travail accompli par des bénévoles, le tout fourni gratuitement à la fondation, est considérée par les dirigeants de celle-ci comme un revenu et inscrite au bilan du donateur en tant que dépense.

Il y a quatre ou cinq ans nous avons, avec l'assentiment de Price Waterhouse, modifié notre comptabilité et nous sommes passés d'une comptabilité qui ne tenait compte que des sommes effectivement versées à une comptabilité basée sur la valeur totale des sommes d'argent, des biens et des services puisque nous avons voulu tenir compte des services bénévoles et des fournitures gratuites dont nous bénéficions. On nous donne gratuitement, par exemple, du temps d'ordinateur, des conseils professionnels, en fait toutes sortes de choses. Nous avons commencé à calculer la valeur de ces choses et nous avons transmis nos calculs

[Text]

The Chairman: Mr. Rubin, from what I have heard today you certainly appear not to be in favour of large nuclear generating facilities, but you speak more of smaller decentralized energy systems. How would a smaller or decentralized energy system respond to the needs for substantial blocks of power at new industrial centres or commercial developments?

Mr. Rubin: I believe it would respond the same way mega-project supply now responds to me turning on a small lightbulb. So long as you have an electrical grid, there is no relationship between the size of the incremental blocks of supply and the size of the incremental blocks of demand.

The Chairman: When you look at the West Edmonton centre, the requirements are huge.

Mr. Rubin: Do you mean the retail mall?

The Chairman: Yes.

Mr. Rubin: I do not think those would be huge by any of my standards in terms of electricity generated, not compared to some industrial blocks.

The Chairman: How are you going to supply these major centres, new smelters or things with reliable—

Mr. Rubin: Reliability is key to everybody in this field and is one of the reasons we are having trouble selling nuclear reactors, especially with smallish grids. They cannot live with the 75% operational reliability of nuclear mega-projects. Neither can Ontario Hydro. If my power were as reliable as Pickering's output, I would not have had power for the last four years. That is not an enviable record. It is not bad for a nuclear generating station or a mega-project, but so far as electricity reliability goes, it is the pits.

A mega-project supply with mega-project back-up, which is what we have in Ontario, is one way to add blocks of power. Do not be confused into thinking that having a big plug means you have to have a big generating station.

The Chairman: It is just a long extension cord.

Mr. Rubin: No. The extension cords tend to be longer with mega-projects than they do with the alternatives. It is what I would suggest for the West Edmonton mall. That mall probably should be co-generating with natural gas. There is lots of natural gas around there. The price is low and co-generation—

[Translation]

à Price Waterhouse. Ils ont intégré l'ensemble de ces données mais tout cela se retrouve dans la note. C'est sur l'ensemble de ces données qu'est basé le bilan.

La présidente: Monsieur Rubin, d'après ce que vous nous avez dit ici aujourd'hui, il est clair que vous n'êtes pas en faveur de grosses unités nucléaires et que vous semblez préférer les sources énergétiques plus petites et décentralisées. Comment de tels systèmes de moindre envergure ou moins centralisés pourraient-ils répondre aux importants besoins énergétiques des nouveaux centres industriels ou commerciaux?

M. Rubin: Je pense que cela se ferait de la même manière dont à l'heure actuelle les projets gigantesques me permettent d'allumer une petite ampoule électrique. Tant que vous disposez d'un réseau électrique, il n'y a aucun rapport entre la taille des diverses composantes d'approvisionnement et l'étendue des divers paliers de demande.

La présidente: Songez à l'ensemble bâti à Edmonton-Ouest, où les exigences sont énormes.

M. Rubin: Voulez-vous dire le centre commercial?

La présidente: Oui.

M. Rubin: D'après moi, cela n'est pas énorme si l'on songe à l'ensemble de l'approvisionnement énergétique et surtout si l'on compare les chiffres avec la consommation de certains ensembles industriels.

La présidente: Comment va-t-on parvenir à assurer à ces gros centres, aux nouvelles fonderies, etc., un approvisionnement fiable. . .

M. Rubin: Dans ce domaine, la fiabilité est l'exigence première et c'est une des raisons pour lesquelles nous avons du mal à vendre des réacteurs nucléaires, surtout avec des réseaux de moindre envergure. Ils ne peuvent pas se satisfaire de la fiabilité à 75 p. 100 des gros projets nucléaires. Et c'est le cas aussi d'Hydro-Ontario. Si ma source d'approvisionnement énergétique était aussi fiable que la centrale de Pickering, cela ferait déjà quatre ans que je n'aurais plus de courant. Le dossier n'est pas très bon. Ce n'est si mauvais que cela pour une centrale nucléaire ou pour un de ces vastes projets mais, du point de vue de la fiabilité des approvisionnements en électricité, c'est lamentable.

L'approvisionnement assuré dans le cadre d'un de ces vastes projets avec, en réserve, un autre vaste projet, c'est cela que nous avons en Ontario et c'est effectivement une manière de créer de grosses quantités d'énergie. Mais il ne faut pas croire que, pour avoir une grosse prise de courant, il faut avoir une grosse centrale.

La présidente: Il faut une grande rallonge.

M. Rubin: Non, les projets de grande envergure exigent des rallonges plus longues que les autres solutions que l'on peut envisager. Cela est vrai, à mon avis, pour le mail d'Edmonton-Ouest. Ce mail devrait sans doute être relié à tout un réseau de production fonctionnant au moyen du gaz naturel. Il y a beaucoup de gaz naturel dans cette

[Texte]

The Chairman: They have low-sulphur coal too.

Mr. Rubin: Yes, but for co-generation, high-efficiency use, it is generally technologically much more attractive, so long as the price of gas stays anywhere near where it is today, to do gas turbine co-generation using natural gas as a fuel. The mall would then be able to supply its lighting load, total electricity load, cooling load and heating load at the same time from one plant. It would presumably be done in modules so part of it could shut down most or part of the time. Gas turbine is a cheap technology in terms of capital, so you could afford to have two-thirds or three-quarters of it shut off. That is not true of nuclear. It is a clean technology as well. For commercial establishments, like malls, I think that is by far the most attractive, both economically and thermodynamically. Eventually I think gas turbines should be run with biomass and more solar will come in. Right now the energy economics are just about as harsh on many renewable sources as they are on conventional mega-project sources.

[Traduction]

région-là. Son prix est faible et le couplage des unités de production. . .

La présidente: Cette région dispose également de grosses réserves de charbon à faible de teneur en soufre.

M. Rubin: Oui, mais en matière de production couplée d'énergie, si l'on recherche l'efficacité, il est généralement préférable, du point de vue technologique, et à supposer que le prix du gaz n'augmente pas beaucoup par rapport à ce qu'il est aujourd'hui, de recourir à des turbines alimentées par du gaz naturel. Le mail serait alors en mesure d'obtenir, grâce à une seule usine, l'énergie nécessaire à son éclairage, à son chauffage, à sa climatisation et à ses autres besoins en électricité. On suppose que la production serait assurée par modules afin que l'on puisse en fermer certains en dehors des heures de pointe par exemple. La turbine à gaz est d'une installation peu coûteuse qui permet donc de créer des installations qui peuvent, en dehors des heures de pointe, ne fonctionner qu'à 25 ou 30 p. 100 de leur capacité. Or, il n'en est pas ainsi du nucléaire. La turbine à gaz est également une technique sans effets néfastes sur l'environnement. Pour les ensembles commerciaux tels les malls, je pense que cela représente la meilleure solution du point de vue à la fois économique et thermodynamique. Je pense qu'un jour les turbines à gaz seront alimentées à partir de la biomasse et que l'énergie solaire sera plus généralement utilisée. À l'heure actuelle, l'équation économique est tout aussi défavorable pour les ressources renouvelables que pour les sources conventionnelles basées sur les projets de grande envergure.

• 1045

Mr. Robichaud: I have a quick question, and probably it should be directed to our research staff. I believe the witness said that prior to 1978-79 \$3.4 billion was devoted to research and moneys in the nuclear industry.

Mr. Rubin: Yes. However, that is not all research. It includes federal taxpayer investment in uranium, which is a small term. It includes support to the heavy water industry, which is a reasonable size, and it includes export development for reactor sales, which is a good-sized term. But research and development is the largest single term. It is all broken down in this report.

Mr. Robichaud: This figure was also used in 1984, and you more or less put a question to us to obtain up-to-date numbers on just what kinds of dollars were put into the industry. I wonder if it would be possible for the committee to obtain those figures. Then, if we ever have to compare, we will have the right figures.

M. Robichaud: J'ai une question rapide qui s'adresse sans doute aux membres de notre équipe de recherche. Si j'ai bien compris, notre témoin a déclaré qu'avant 1978-1979, on a consacré 3,4 milliards de dollars à la recherche dans le domaine de l'industrie nucléaire.

M. Rubin: Effectivement. Mais toutes les sommes n'étaient pas consacrées à la recherche. Il s'agissait aussi des deniers publics consacrés à l'uranium, ce qui d'ailleurs ne se montait pas à grand-chose. Cela comprenait les subventions à l'industrie de l'eau lourde, et là la facture était déjà plus importante. Cela comprenait également l'aide aux exportations de réacteurs nucléaires, et là, les sommes deviennent considérables. Mais il est vrai que c'est à la recherche et au développement qu'allait la plus grande partie des sommes citées. Tout cela est bien analysé dans le rapport.

M. Robichaud: Ce chiffre a été repris en 1984 et vous nous avez plus ou moins posé une question afin d'obtenir les derniers chiffres concernant les sommes affectées à cette industrie. J'aimerais que ces chiffres soient communiqués au comité. Ainsi, si nous avons plus tard à effectuer des comparaisons, nous disposerons tous des bons chiffres.

[Text]

The Chairman: We will certainly endeavour to get those, Mr. Robichaud. Did you not mention that the \$850 million was included? It seems to me that the \$850 million to close down the heavy water plants came in the fiscal year 1985-86.

Mr. Rubin: That is correct. I am not sure about the specific—

The Chairman: I think you have mixed up some numbers.

Mr. Rubin: I said that it was definitely post 1978-79. Therefore, it makes it even more ridiculous to come up later with a number that is no higher than the 1978-79 number, because we know of a single ticket item that is nearly \$1 billion.

The Chairman: But you are talking about the 1984 fiscal year and that was the 1985-86 fiscal year.

Mr. Rubin: I see, very well.

The Chairman: So I think what we have to do is follow up on what you said.

Mr. Rubin: Right. The numbers coming out of the Canadian Nuclear Association two days ago were approximately the same as AECL's from 1984.

The Chairman: It is interesting that you feel that the playing field was not level when you talk about the \$3.2 billion or the \$3.4 billion over 1979 to 1984, whatever it was. How about the fact that you put \$9 billion into what you might call research development and exploration between 1980 and 1984, and yet you have not produced any oil? That was taxpayers' dollars that went into the frontier.

Mr. Rubin: Yes. I do not—

The Chairman: So your playing field... You just cannot compare nuclear to everybody else.

Mr. Rubin: The real alternative to nuclear expansion is the same as the real alternative to OPEC oil, and in fact to increased oil supply of all kinds in Canada. When we are talking about the efficiency having slit the throat of OPEC—for the time being anyway, touch wood—when we are talking about that being what our answer to Athabasca tar sands and heavy oil and OPEC was, and it is the same answer for nuclear, then when you tilt in favour of supply you have tilted the playing field against the answer. The answer to nuclear is not oil any more than the answer to oil is nuclear. I am less concerned with the inter-fuel distortions here than I am with the distortion between supply and demand.

[Translation]

La présidente: Monsieur Robichaud, nous allons faire un effort en vue de les obtenir. N'avez-vous pas dit que ces chiffres comprenaient les 850 millions de dollars? J'ai l'impression que les 850 millions de dollars nécessaires pour mettre un terme à l'activité des usines à eau lourde ont été imputés au budget de l'année 1985-1986.

M. Rubin: C'est exact. Je ne suis pas tout à fait certain du détail. . .

La présidente: Je pense que vous avez peut-être confondu deux chiffres.

M. Rubin: J'ai affirmé qu'il s'agissait de la période qui a suivi 1978-1979. La situation paraît encore plus ridicule si l'on cite par la suite un chiffre qui n'est pas supérieur au chiffre cité pour 1978-79, étant donné que nous avons là l'exemple d'une dépense qui, à elle seule, s'élève à presque un milliard de dollars.

La présidente: Mais c'est de l'année financière 1984 que vous parliez alors que ça, ça se passait en 1985-86.

M. Rubin: Je vois, eh bien d'accord.

La présidente: Je pense donc que nous devons reprendre un peu ce que vous avez dit.

M. Rubin: Entendu. Les chiffres publiés il y a deux jours par l'Association nucléaire canadienne étaient à peu près les mêmes que les chiffres cités en 1984 par l'EACL.

La présidente: Je constate que, d'après vous, il n'y avait pas, si vous voulez, d'égalité des chances et cela ressort notamment lorsque vous évoquez les 3,2 milliards de dollars ou les 3,4 milliards de dollars dépensés entre 1979 et 1984. Que dites-vous du fait qu'entre 1980 et 1984, 9 milliards de dollars ont été consacrés à l'exploration et à la recherche—développement et que cela n'a pas donné une seule goutte de pétrole? Ce sont les deniers publics qui ont servi à financer les travaux d'exploration pétrolière dans les régions pionnières.

M. Rubin: Effectivement. Je ne. . .

La présidente: Donc, l'égalité des chances. . . Vous ne pouvez donc pas effectuer une comparaison entre, d'une part, le nucléaire et, d'autre part, tous les autres acteurs du secteur énergétique.

M. Rubin: Par rapport à un agrandissement du domaine nucléaire, la seule solution de rechange est en fait la même qu'à l'égard du pétrole de l'OPEP, c'est-à-dire une augmentation de toutes les sources pétrolières au Canada. Lorsque nous disons que nous avons percé l'abcès de l'OPEP, du moins pour le moment, je touche du bois, c'est comme lorsqu'on a parlé des sables bitumineux de l'Athabasca et du pétrole lourd et des activités de l'OPEP. C'est exactement la même chose pour le nucléaire. Lorsque vous adoptez une politique favorable à l'approvisionnement, vous créez des conditions qui vont à l'encontre de la recherche de solutions durables. La réponse au problème nucléaire n'est pas le pétrole pas plus que la réponse au problème du pétrole est le nucléaire. Ce qui m'inquiète, c'est moins le déséquilibre qui peut se produire entre les diverses

[Texte]

That is what government has blown in the biggest way. When you talk with Energy, Mines and Resources about energy, they talk about supply. When you look to the energy industry. . . when we say the energy industry, we mean the energy supply industry. I just spent two days in Vancouver surrounded by these people; even after the 1970s, they have trouble wrapping their heads around the reality of what happened to them.

The Chairman: With all due respect, I think in the last couple of years the demand side is starting to be addressed—

Mr. Rubin: That is correct.

The Chairman: We have just spent 12 or 14 months talking about light-gravity crude, and it is the demand side that forced us into this. So in all fairness, I think this is now starting to be addressed.

Mr. Rubin: It is being talked about, but now, when you look at the playing field, look at the playing field for supply versus demand. That is, if I want to buy a smarter car or make a smarter car, if I want to build an R-2000 house, how do my grants, or how does my pricing, how does my tax structure, my profit structure, my incentive structure, compare with the PIP grants or compare with nuclear liability—

• 1050

The Chairman: Well, there is no comparison.

Mr. Rubin: That is right—exactly. And that is what I am saying. We have a situation where the solution came from efficiency gains not because of the efforts of policy but despite the efforts of policy, because the policy-makers did not see the answer.

The Chairman: But efficiency also came from a recession that taught a lot of people in all industries to become more efficient and more productive.

Mr. Rubin: We have studies of GNP per energy dollar. We have studies of the efficiency of the economy that completely tune out the effects of recession. I have a book with me I can leave with the staff, *Energy Probe Statistical Handbook*, in which we start from Statistics Canada numbers and we ask what we can learn from this. We find that the energy-to-GNP ratio has changed very markedly, but less so in Canada than in our competitors; that is, we are making great progress and we are falling behind. There are those who say good news, we are much more efficient than we used to be—and we are falling behind.

[Traduction]

sources énergétiques mais plutôt le déséquilibre entre l'offre et la demande.

C'est là que le gouvernement s'est le plus lourdement trompé. Lorsqu'à Énergie, Mines et Ressources, vous évoquez le problème de l'énergie, ils vous répondent en parlant de l'offre. Lorsque vous envisagez l'industrie énergétique. . . Lorsqu'on parle d'industrie énergétique, on veut dire l'industrie chargée des approvisionnements en énergie. Nous venons de passer deux jours à Vancouver à nous entretenir avec ces gens-là. Même après les années 1970, ils ont du mal à bien saisir ce qui leur est arrivé.

La présidente: J'aimerais cependant faire remarquer qu'au cours des quelques dernières années, qu'on a commencé, je pense à s'intéresser à la demande. . .

M. Rubin: Effectivement.

La présidente: Nous venons de passer de 12 à 14 mois à examiner la question du brut léger, et ce sont les exigences de la demande qui nous a obligés à le faire. Je pense qu'il est donc juste de dire qu'on commence à s'intéresser à cet aspect du problème.

M. Rubin: On commence à en parler mais, lorsque vous examinez les conditions du marché, examinez la situation de l'approvisionnement et comparez-la à celle de la demande. C'est-à-dire que, si je veux acheter une voiture plus perfectionnée ou fabriquer une voiture plus perfectionnée, si je veux construire une maison cotée R-2000, les subventions que je peux obtenir, les prix que j'entends fixer, mes charges fiscales, les bénéfices que j'escompte, l'ensemble des mesures d'incitation dont je pourrais bénéficier, comment tout cela se compare-t-il avec les subventions PIP ou les risques nucléaires. . .

La présidente: Eh bien, il n'y a aucune comparaison possible.

M. Rubin: Exact. C'est justement ce que je dis. Nous nous trouvons devant une situation où la solution consistait à améliorer notre efficacité, pas à cause des mesures adoptées par le gouvernement mais en dépit de ces mesures car en fait les décisionnaires n'étaient pas parvenus à trouver la solution.

La présidente: Mais l'efficacité est également le fruit d'une récession qui a obligé toutes les industries à accroître leur efficacité et leur productivité.

M. Rubin: Nous disposons d'études portant sur le produit national brut par dollar consacré à l'énergie. Nous disposons d'études sur l'efficacité de l'économie qui font complètement abstraction des effets de la récession. J'ai avec moi un livre que je pourrais laisser aux membres du personnel, *Energy Probe Statistical Handbook*, dans lequel nous prenons au départ, les chiffres de Statistique Canada et où nous demandons ce que cela va nous permettre de comprendre. Or nous constatons que le rapport entre énergie et produit national brut s'est beaucoup modifié, moins d'ailleurs au Canada que chez

[Text]

And we are falling behind precisely because we are still tilting the playing field toward supply and away from demand improvements.

The Chairman: But we are coming along.

Mr. Dean Clay (Committee Researcher): In Sweden, where apparently as the result of a plebiscite the government announced it would phase out its operating reactors and then apparently moved that date forward after the Chernobyl accident—

Mr. Rubin: Just a little point. I do not believe they have officially moved that. I think it is still 2010.

Mr. Clay: There was a newspaper article just a couple of weeks ago that said the first reactor would be phased out in 1995.

Mr. Rubin: Yes, but the plebiscite was about the last reactor to be phased out. I am not sure I saw that article, but my impression was that official government policy was still that the last reactor was to be shut down by 2010.

Mr. Clay: For the case of Canada, would you propose that our operating reactors be shut down in advance of their need for decommissioning, or that operating power reactors be allowed to continue functioning until their useful life is over?

Mr. Rubin: I am a structuralist. I think it is more important to get the rules and incentives right than it is to work backwards from the answer. I do not think the answer is in the back of the book. I think we should make the operators and the suppliers of reactors responsible for safety in a way they are not now responsible. That may mean they say sorry, I do not want the risk today; Pickering A is just too old, it is an obsolete design; I do not believe any of those safety studies when I am on the hook. I do not know what they would say, because they are not on the hook. We have a cloud-cuckoo-land situation. The accountants cannot internalize the cost of that risk. Only people who are on the hook can internalize the cost of that risk. I do not know what answers you get when you play the game with reasonable rules, but I am much more interested in playing the game with reasonable rules, and I am willing to live with the results.

Mr. Clay: In other words, change the ground rules and let us see how it falls out.

[Translation]

nos concurrents; le fait est que nous effectuons des progrès considérables mais que nous prenons du retard. Il y en a qui sont optimistes car nous sommes beaucoup plus efficaces que nous l'étions auparavant mais nous prenons du retard. Nous prenons du retard justement parce que nous continuons à favoriser l'amélioration de l'approvisionnement sans chercher à agir sur la demande.

La présidente: Mais nous faisons des progrès.

M. Dean Clay (rechercheur auprès du comité): En Suède, où, semble-t-il à la suite d'un référendum, le gouvernement a annoncé qu'il entendait progressivement éliminer les réacteurs nucléaires et où la date a été avancée à la suite de l'accident de Tchernobyl. . .

M. Rubin: Une petite remarque s'il vous plaît. Je ne pense pas que la Suède ait officiellement décidé d'avancer cette date. Je pense qu'il s'agit encore de l'an 2010.

M. Clay: Il y a quelques semaines, j'ai vu un article dans les journaux et, d'après cet article le premier réacteur devait être fermé en 1995.

M. Rubin: Oui, mais le référendum a porté sur la date de fermeture du dernier réacteur. Je ne suis pas certain d'avoir lu cet article mais j'avais l'impression que la politique officielle du gouvernement était de fermer le dernier réacteur aux environs de l'année 2010.

M. Clay: En ce qui concerne le Canada, pensez-vous que l'on devrait fermer nos réacteurs avant même que leur fermeture s'impose pour des raisons techniques, ou pensez-vous que l'on devrait laisser les réacteurs fonctionner jusqu'à leur date normale d'épuisement?

M. Rubin: Vous savez, je suis un structuraliste. Je pense qu'il est plus important de s'entendre au départ sur les règles et sur les mesures d'incitation plutôt que d'extrapoler la réponse et de revenir en arrière à partir de cela. Je ne pense pas que la réponse se trouve à la dernière page du livre. Je pense que les propriétaires et constructeurs de centrales nucléaires devraient engager plus clairement leur responsabilité en matière de sécurité. Cela pourrait effectivement les obliger à répondre: désolés, nous ne pouvons pas aujourd'hui courir ce risque; le réacteur de Pickering est trop vieux, sa conception est dépassée; si c'est moi qui suis entièrement responsable, eh bien, je vous dis que je ne suis pas persuadé par les rapports de sécurité. Je ne sais pas, à vrai dire, ce qu'ils répondraient car à l'heure actuelle leur responsabilité n'est guère engagée. C'est un peu la politique de l'autruche. Les comptables ne peuvent pas intégrer les coûts de ce risque éventuel. Les seules personnes à pouvoir intégrer les coûts de ce risque ce sont les personnes qui sont elles-mêmes responsables. Je ne sais pas à quelle réponse l'on peut parvenir lorsque la partie se joue avec des règles raisonnables, mais je pense que la partie doit être jouée avec des règles raisonnables et j'accepte à l'avance les résultats auxquels on aboutira.

M. Clay: Autrement dit, modifions les règles du jeu et voyons ce qui se produira.

[Texte]

Mr. Rubin: My impression is that, for example, the pressure tube problem at Pickering units I and II would have led to their permanent shut-down if we had had a situation that made any sense at all, rather than to their retubing and revitalization to operate for another who knows how many years as obsolete designs.

Mr. Clay: Just turning quickly to the debt load of Canadian utilities, I noticed in the most recent issue of *Electric Power in Canada* that Ontario Hydro's long-term debt is now \$22.5 billion, Quebec Hydro's is over \$20 billion, and the outstanding long-term debt of all the major Canadian utilities amounts to \$62 billion. David Brooks, in his book *Zero Energy Growth for Canada*, talked about how the pricing of electricity did not reflect the long-run marginal costs of adding new generating and transmission facilities. Would it be your view that the capital costs of reactor construction such as that of Darlington are being pushed forward onto future ratepayers because the present rates charged for electricity are not adequate to cover those costs?

Mr. Rubin: Absolutely, and the provincial loan guarantee is only part of that problem. It is a large part.

• 1055

I can refer you to a study done for the Ontario Select Committee on Energy dated April 1986, called *The Hidden Costs of Electricity Options in Ontario*, by M.K. Berkowitz & Associates Limited of Toronto. This is the only submission to the select committee that the select committee excerpted in an appendix to its report, called *Final Report on Toward A Balanced Electricity System*, which was released July 1986. This is the report I was referring to earlier.

Berkowitz & Associates looked at 1984 statistics and quantified the Ontario and federal subsidies to each of the various electricity options, including conservation of electricity. They came up with a figure showing Ontario subsidies going 63% to nuclear, primarily in debt guarantee, which they quantified as being worth just under \$224 million in 1984 dollars in 1984. This is the lion's share of subsidies, the largest individual ticket. On the federal side, they found that nuclear again got the lion's share, with 68% of total subsidies to electricity options in Ontario in 1984, with the largest single-ticket item being federal subsidies to research and development at \$175 million.

[Traduction]

M. Rubin: J'ai l'impression, par exemple, que le problème des tubes à pression aux réacteurs I et II à Pickering aurait dû entraîner leur fermeture permanente si le bon sens avait prévalu. On aurait donc fermé les réacteurs plutôt que de faire ce qu'on a fait, c'est-à-dire de changer les tubes et de remettre en fonctionnement, pour un laps de temps indéterminé, des réacteurs démodés.

M. Clay: J'aimerais passer rapidement aux dettes des compagnies canadiennes d'électricité. J'ai lu dans le dernier numéro de *Electric Power in Canada* que la dette à long terme d'Hydro-Ontario s'élève à 22,5 milliards de dollars et qu'elle est de 20 milliards de dollars pour Hydro-Québec. La dette à long terme de l'ensemble des autres grosses compagnies d'électricité s'élève à 62 milliards de dollars. Dans son livre, *Zero Energy Growth for Canada*, David Brooks soutient que le prix de l'électricité ne tient pas compte des coûts marginaux à long terme de chaque nouvelle installation de production et de transmission. Êtes-vous d'avis que les coûts de construction de réacteurs tel que celui de Darlington sont transmis aux contribuables de l'avenir, car le prix actuel de l'électricité ne suffit pas à couvrir ces coûts.

M. Rubin: Cela est tout à fait vrai, mais les prêts consentis sur garantie provinciale ne constituent qu'une partie du problème. C'est vrai que c'est quand même une grande partie.

Je pourrais vous citer une étude effectuée pour le compte du Comité spécial sur l'énergie de l'Ontario. Cette étude, en date du mois d'avril 1986, est intitulée *The Hidden Costs of Electricity Options in Ontario* et a été effectuée par M.K. Berkowitz Associates Limited de Toronto. C'est le seul mémoire que le comité spécial ait choisi de citer dans une annexe à son rapport intitulé *Final Report on Toward A Balanced Electricity System*, qui a été diffusé au mois de juillet 1986. C'est ce rapport que j'ai cité plus tôt.

Berkowitz & Associates se sont penchés sur les chiffres de 1984 et ont quantifié les subventions accordées par l'Ontario et par le gouvernement fédéral à chacune des diverses solutions envisageables dans le domaine électrique, y compris les mesures de conservation de l'électricité. Ils ont constaté que 63 p. 100 des subventions de l'Ontario sont allées au nucléaire principalement sous forme de garantie de la dette d'Hydro-Ontario et, d'après eux, le chiffre global se situait, en 1984, légèrement en deçà de 224 millions de dollars de 1984. Cela représente la part du lion des subventions accordées, le nucléaire étant le plus gros bénéficiaire. S'agissant du fédéral, les chercheurs ont constaté, encore une fois, que c'est le nucléaire qui avait droit à la part du lion. Cette industrie a en effet touché 68 p. 100 de l'ensemble des subventions accordées aux diverses solutions de rechange envisageables en matière d'électricité en Ontario en 1984, la plus grosse part des subventions fédérales étant les 175 millions de dollars consacrés à la recherche et au développement.

[Text]

The provincial loan guarantee is certainly a large distortion in the economy as a whole. It is a large distortion to Ontario Hydro's decision making because their capital is subsidized and their other costs are not. They pay real costs for salaries; they pay wonderful high costs for salaries. They pay full costs for fuels, sometimes more than full cost. However, they pay funny money for capital, which obviously gives them an incentive to go deeper in debt.

Mr. Clay: Since we have to leave now, I will pursue it with you and some of the documentation you have with you. Thank you.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Rubin, for spending this morning with us. We certainly appreciate your interesting discussion in answering our questions.

The meeting is adjourned.

[Translation]

Il est clair que les mesures provinciales de garantie des prêts accordés aux compagnies d'électricité créent un grand déséquilibre dans l'ensemble de l'économie. Cela crée un déséquilibre au sein de la structure décisionnelle d'Hydro-Ontario, étant donné que le capital est subventionné mais que leurs autres coûts ne le sont pas. Leurs coûts salariaux sont des coûts réels, et réellement élevés. Hydro-Ontario paie le plein prix pour ses combustibles et d'ailleurs parfois plus que le plein prix. Mais pour le capital dont elle a besoin Hydro-Ontario paie en monnaie de singe, ce qui l'encourage bien sûr à s'endetter de plus en plus.

M. Clay: Il nous faut partir. Je vous laisse sur ces remarques et je vous laisse aussi la documentation que nous avons apportée. Je vous remercie.

La présidente: Monsieur Rubin, je vous remercie de nous avoir consacré cette matinée. Nous vous remercions des choses intéressantes que vous nous avez dites en réponse à nos questions.

La séance est levée.



*If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

WITNESS

From Energy Probe:

Norm Rubin, Director, Nuclear Research.

TÉMOIN

De l'Enquête énergétique:

Norm Rubin, directeur, Recherche nucléaire.

CA1
XC40
-1118
HOUSE OF COMMONS

Issue No. 34

Tuesday, December 1, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 34

Le mardi 1^{er} décembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the economics of nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, spécialement l'économie de la puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

Pursuant to the adoption of the 43rd Report of the
Striking Committee

On Thursday, November 19, 1987:

Bill Tupper replaced John MacDougall.

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

Suite à l'adoption du 43^e rapport du Comité de sélection

Le jeudi 19 novembre 1987:

Bill Tupper remplace John MacDougall.

ORDERS OF REFERENCE

Extract from the Votes and Proceedings of the House of Commons of Thursday, November 19, 1987:

"Pursuant to Standing Orders 82(16) and 83, on motion of Mr. Lewis, seconded by Mr. Mazankowski, it was ordered,—That the Supplementary Estimates (C) for the fiscal year ending March 31, 1988, laid upon the table earlier this day, be referred to the several Standing Committees of the House as follows:—

To the Standing Committee on Energy, Mines and Resources

Energy, Mines and Resources Votes 1c, 5c, 25c, 30c, 35c and 45c—"

ATTEST

Extract from the Votes and Proceedings of the House of Commons of Thursday, November 19, 1987:

"Mr. Fennell, from the Striking Committee, pursuant to Standing Order 94(3), presented the Forty-third Report of the Committee, which was read as follows:

Your Committee recommends that the Members acting for the House on the Standing Committees and the Standing Joint Committee listed below, having neglected to file a list of substitutes or having given notice of their intention to give up membership on the committees listed below in accordance with Standing Order 94(3), be replaced as follows:—

No. 3

Energy, Mines and Resources

Tupper for MacDougall (Timiskaming)—

By unanimous consent, on motion of Mr. Fennell, seconded by Mr. Lewis, the Forty-third Report of the Striking Committee, presented earlier this day, was concurred in."

ATTEST

ROBERT MARLEAU

Clerk of the House of Commons

ORDRES DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux de la Chambre des communes du jeudi 19 novembre 1987:

«Conformément à l'article 82(16) et de l'article 83 du Règlement, sur motion de M. Lewis, appuyé par M. Mazankowski, il est ordonné,—Que le Budget des dépenses supplémentaire (C) pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988, déposé sur le Bureau plus tôt aujourd'hui, soit déferé aux divers Comités permanents de la Chambre ainsi qu'il suit:—

Au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources

Énergie, mines et ressources, crédits 1c, 5c, 25c, 30c, 35c et 45c—»

ATTESTÉ

Extrait des Procès-verbaux de la Chambre des communes du jeudi 19 novembre 1987:

«M. Fennell, du Comité de sélection, conformément à l'article 94(3) du Règlement, présente le quarante-troisième rapport de ce Comité, dont il est donné lecture ainsi qu'il suit:

Votre Comité recommande que les députés qui représentent la Chambre aux Comités permanents et au Comité mixte permanent énumérés ci-dessous, ayant négligé de déposer une liste de suppléants ou ayant signifié leur intention de cesser d'être membres des comités énumérés ci-dessous en conformité avec l'article 94(3) du Règlement, soient remplacés comme il suit:—

N° 3

Énergie, mines et ressources

Tupper remplace MacDougall (Timiskaming)—

Par consentement unanime, sur motion de M. Fennell, appuyé par M. Lewis, le quarante-troisième rapport du Comité de sélection, présenté à la Chambre plus tôt aujourd'hui, est agréé.»

ATTESTÉ

Le Greffier de la Chambre des communes

ROBERT MARLEAU

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, DECEMBER 1, 1987

(54)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:09 o'clock a.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Members present: Len Hopkins and George Minaker.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Canadian Nuclear Association: Noel O'Brien, Chairman; Michael Harrison, President; and Ian Wilson, Vice-President; Rita Dionne-Marsolais, Vice-President, Information; Nick Ediger, Director and Past Chairman.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (See *Minutes of Proceedings and Evidence* dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.)

On motion of Paul Gagnon, it was agreed,—That the submission by the Canadian Nuclear Association be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (See *Appendix "MINE-2"*.)

Noel O'Brien made a statement and, with the other witnesses, answered questions.

At 11:15 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage

Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBALLE MARDI 1^{er} DÉCEMBRE 1987

(54)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 9 h 09, dans la pièce 371 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Membres suppléants présents: Len Hopkins et George Minaker.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De l'Association nucléaire canadienne: Noel O'Brien, président du conseil; Michael Harrison, président; Ian Wilson, vice-président; Rita Dionne-Marsolais, vice-présidente, Information; Nick Ediger, directeur et ancien président du conseil.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (Voir *Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29*.)

Sur motion de Paul Gagnon, il est convenu,—Que le mémoire de l'Association nucléaire canadienne figure en appendice aux Procès-verbaux et témoignages d'aujourd'hui. (Voir *Appendice «MINE-2»*.)

Noel O'Brien fait une déclaration, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 11 h 15, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité

Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Tuesday, December 1, 1987

• 0909

The Chairman: Order. The order of the day is the economics of nuclear power in Canada. We welcome today witnesses from the Canadian Nuclear Association. The purpose of this meeting is to review the composition of and explore the prospects for the nuclear industry that supports the development of Canadian nuclear power. Mr. O'Brien.

Mr. Noel O'Brien (Chairman, Canadian Nuclear Association): Thank you, Madam Chairman. With me today are Michael Harrison, President of the Canadian Nuclear Association; Nicholas Ediger, President of Eldorado Nuclear Limited and Eldorado Resources Limited; and Mrs. Rita Dionne-Marsolais, Vice-President of Information for the Canadian Nuclear Association. Later we expect that Arthur Birchenough, Vice-Chairman of the Canadian Nuclear Association and President of Canatom Inc., will be here. I will also introduce Ian Wilson, who is Vice-President of the Canadian Nuclear Association.

• 0910

I would like to express, on behalf of the CNA, our pleasure in being here today. We welcome the opportunity to meet you and to describe what the nuclear industry in Canada is doing and its concerns. Most importantly, we are looking forward to answering your questions.

As Canadians we may not be as conscious as others of our advantages in energy and natural resources. This was brought home to me recently when I spent several weeks in Japan. It has been said "Oh, to see ourselves as others see us", but I am afraid that many Canadians perhaps fail to do that.

Two weeks ago in Japan I met with several senior executives who expressed their concern about future economic developments. They realize that Japan is perhaps on top at the moment, but they are very much concerned that it will be very difficult for them to remain there. On being asked why they felt this way, they replied that they have no significant natural resources at all. Their resources are people, and those people of course have performed an economic miracle. But they think the future lies with Canada because, in addition to an educated people in an industrial state, we have natural resources that are the envy of most countries in the world. They believe that because we are as a country so well-endowed we will become, and should become, a much stronger economic force in world trade.

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mardi 1^{er} décembre 1987

La présidente: La séance est ouverte. Nous discuterons aujourd'hui des aspects économiques de l'énergie nucléaire au Canada. Nous souhaitons la bienvenue aux représentants de l'Association nucléaire canadienne. Aujourd'hui, nous nous sommes fixés pour objectif d'étudier la composition du secteur nucléaire et les possibilités qu'il offre de mettre en valeur l'énergie nucléaire canadienne. Monsieur O'Brien.

M. Noel O'Brien (président, Association nucléaire canadienne): Merci, madame la présidente. M'accompagnent aujourd'hui Michael Harrison, président de l'Association nucléaire canadienne; Nicholas Ediger, président de l'Eldorado Nucléaire Limitée et de l'Eldorado Ressources Limitée; et M^{me} Rita Dionne-Marsolais, vice-présidente à l'information de l'Association nucléaire canadienne. Tout à l'heure, Arthur Birchenough, vice-président de l'Association nucléaire canadienne et président de Canatom Inc. se joindra à nous. Je vous présente également Ian Wilson qui est vice-président de l'Association nucléaire canadienne.

C'est un honneur pour nous que de représenter l'Association ici aujourd'hui. Nous sommes heureux d'avoir la possibilité de vous rencontrer et de décrire les activités du secteur nucléaire au Canada et ses préoccupations. D'autre part, ce qui est le plus important, nous serons heureux de répondre à vos questions.

Les Canadiens ne sont peut-être pas aussi conscients que les autres des avantages que représentent les ressources énergétiques et naturelles. J'ai passé plusieurs semaines au Japon récemment et j'y en ai pris conscience. On dit souvent qu'il faut se voir comme les autres vous voient mais je crains que bien des Canadiens n'y parviennent pas.

Il y a deux semaines, j'ai rencontré au Japon plusieurs cadres qui m'ont fait part de leur inquiétude quant à leur future expansion économique. Ils sont conscients que le Japon a sans doute atteint un sommet, mais ils craignent fort qu'il lui soit difficile de s'y maintenir. Quand je leur ai demandé pourquoi ils avaient de tels sentiments, ils m'ont répondu qu'ils ne possédaient pas de ressources naturelles suffisamment importantes. Le Japon a pour ressource sa population, qui bien entendu a réalisé un miracle économique. Ainsi, les Japonais estiment que le Canada a un avenir prometteur car, en plus d'une population instruite dans un État industrialisé, nous possédons des ressources naturelles qui font l'envie de la plupart des pays du monde. Ils estiment que, notre pays étant si bien nanti, nous deviendrons, forcément, une

[Text]

The point we as Canadians have to be concerned about is how well we make use of these advantages. We can develop policies that will redound to the benefit of our population or, by failing to perceive their importance, we can in effect restrict their development.

In energy Canada has a diversity of resources, and today the representatives of the CNA will be presenting the nuclear option, what it is doing and what it can do for Canada. We believe Canada has two very great advantages: abundant uranium reserves and the CANDU technology.

I shall call on my colleagues to proceed with outlining to you how we perceive these advantages and the policies we think will be helpful in developing them.

Mr. Michael Harrison (President, Canadian Nuclear Association): Madam Chairman, I had the privilege of meeting you and hearing the summary of your committee's report on oil and gas in St. John's at CANWEC, and I was certainly very impressed by your report and the very close consonance of that report with discussions that have been going on with energy options. We hope that in the course of our discussion we can also open some doors and some information for you.

I would like to outline briefly what the Canadian nuclear industry is. It represents about 31,000 direct jobs in the Canadian industry and about 69,000 indirect, for a total of 100,000. These jobs are found in uranium mining, component manufacture, power plants, fuel manufacturing, research reactors, accelerators, and radioisotopes. When it comes to the generation of power, when the nuclear option is used, 90% of the jobs are in Canada. If coal is used, 90% of the jobs created are in the United States in mining and transportation. The annual contribution of our industry to the Canadian economy is some \$4 billion.

Nuclear is growing throughout the world. We estimate that by 1990, with approximately 400,000 megawatts installed in 34 countries, nuclear power will in fact overtake hydroelectric power in the total amount of electricity generated.

One of the big aspects of Canadian industry, of course, is exports—exports of the fuel uranium, of reactors, of heavy water, of electricity itself, of engineering skills and services, simulators, robotics, and for medical and industrial applications of radio isotopes. In the case of uranium, for example, 85% of Canada's output is exported, worth about \$1 billion a year, and future orders account for some \$10 billion.

[Translation]

force économique beaucoup plus solide sur les marchés commerciaux mondiaux.

Nous, les Canadiens, nous devons nous soucier de la façon dont nous employons ces avantages. Nous pouvons élaborer des politiques qui serviront les intérêts de notre population mais, si nous n'en percevons pas l'importance, nous pourrions entraver son développement.

Le Canada possède une diversité de ressources énergétiques et aujourd'hui, les représentants de l'Association nucléaire canadienne vous présenteront l'option nucléaire, ses réalisations et son potentiel. Le Canada possède deux grands avantages: des réserves d'uranium abondantes et la technologie du CANDU.

Je vais demander à mes collègues de vous parler de ces avantages et des politiques qui selon nous aideraient à les mettre en valeur.

M. Michael Harrison (président, Association nucléaire canadienne): Madame la présidente, j'ai eu le privilège de vous rencontrer et de prendre connaissance du résumé du rapport du comité sur le pétrole et le gaz, lors de la réunion de CANWEC à Saint-Jean, Terre-Neuve. J'ai trouvé votre rapport fort intéressant et j'ai particulièrement apprécié les analyses qui portent sur le débat concernant nos possibilités énergétiques. Nous espérons, par la discussion d'aujourd'hui, offrir d'autres points de vue et renseignements.

Je voudrais décrire brièvement ce qu'est le secteur nucléaire au Canada. Il représente quelque 31,000 emplois directs et 69,000 emplois indirects, pour un total de 100,000. Ces emplois se trouvent dans l'extraction de l'uranium, dans le secteur manufacturier, dans les centrales qui produisent l'électricité, dans la préparation du combustible, dans la recherche sur les réacteurs, les accélérateurs et les radioisotopes. Quand il s'agit de production d'électricité, à partir de l'énergie nucléaire, 90 p. 100 des emplois nécessaires sont créés au Canada. Quand l'énergie électrique est créée à partir du charbon, 90 p. 100 des emplois nécessaires sont créés aux États-Unis, dans l'extraction et le transport. La contribution annuelle de notre secteur à l'économie canadienne représente 4 milliards de dollars.

Le nucléaire ne cesse de prendre de l'ampleur dans le monde. D'ici à 1990, dans 34 pays, 400,000 mégawatts seront produits grâce à l'énergie nucléaire qui aura supplanté l'énergie hydro-électrique par rapport à l'ensemble de l'électricité produite.

Un des aspects importants de l'industrie nucléaire Canadienne tient bien entendu à nos exportations de combustible d'uranium, de réacteurs, d'eau lourde, d'électricité comme telle, auxquelles s'ajoutent le service d'ingénieurs, des simulateurs, la robotique ainsi que des applications médicales et industrielles des radioisotopes. Par exemple, 85 p. 100 de la production canadienne d'uranium est exportée et cela représente 1 milliard de

[Texte]

A great deal has been said about where electricity is going. This is a chart prepared by EMR showing the trend line of electricity and the consumption at various estimates for the future: a low of 2% and a high of 4%. You will see from the chart that very quickly Canada, and particularly Ontario, will be pushing against their limits of installed capacity, and so a decision has to be taken shortly.

Madam Chairman, we have submitted a report to you, and I would ask, if I may, if that report could be appended to your *Minutes of Proceedings and Evidence* so we need not bore you going through it.

The Chairman: Mr. Gagnon, would you like to make a motion that the report be appended to our *Minutes of Proceedings and Evidence*?

Mr. Gagnon: I so move.

Motion agreed to.

Mr. Harrison: Thank you, Madam Chairman and members.

I would like to talk a bit about where the industry is at the present time and what has caused us to take certain actions.

In the past few years we have seen two oil price shocks, a turn-down in the economy, a reduction in demand for energy due to conservation and slow economic growth, and a virtual cessation of new plant orders. Accompanying this has been a decline in the public acceptance of nuclear energy. This decline was fed in part by the Three Mile Island accident in Pennsylvania and later still by the tragedy in Chernobyl which caused 31 deaths. We were very concerned about this and we sought more information as to what public perception was now and how we should address it, and I would like to share with you, for the first time publicly, the results of a survey which was presented to us last month.

This survey asked Canadians what the most important issues facing Canada are today. I wanted to give you this, Madam Chairman and members, because of the context of our study. We tend, naturally, to be very concerned about the nuclear industry, but notice that the dominant concern of the Canadian public in October, when this survey was done, was free trade, acid rain, other types of pollution—the air and water pollution—unemployment, the stock market of course, and that is still a concern, the economy, and government. You have to really search—in fact it does not appear in the top 10 of high public issues—to find anything concerned with nuclear power.

Nevertheless, when we probe the Canadian public and as how they feel about nuclear power, we find at the present time that just a bare majority, 51%, support the current use of nuclear power. Yet when we ask about

[Traduction]

dollars par année, avec des commandes à terme de l'ordre de 10 milliards de dollars.

On a beaucoup parlé de la destination finale de l'électricité. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a préparé un tableau des courbes intéressant l'électricité et la consommation suivant divers facteurs: la fourchette est de 2 p. 100 à 4 p. 100. D'après ces courbes, on constate que le Canada, notamment l'Ontario, aura très bientôt atteint la limite de sa capacité installée, si bien qu'il faudra prendre une décision sous peu.

Madame la présidente, nous vous avons présenté un rapport que nous vous demandons de bien vouloir annexer au compte-rendu de la séance d'aujourd'hui, afin que nous n'ayons pas à vous en donner les détails.

La présidente: Monsieur Gagnon, pouvez-vous présenter une motion pour que ce rapport soit annexé à notre compte-rendu?

M. Gagnon: Je propose que le rapport soit annexé.

La motion est adoptée.

M. Harrison: Merci, madame la présidente, messieurs les membres du comité.

Je voudrais vous décrire brièvement la situation du secteur actuellement et ce qui nous a poussé à prendre certaines mesures.

Au cours des quelques dernières années, il y a eu deux crises du prix du pétrole, un déclin de l'économie, et une réduction de la demande énergétique par suite des mesures de conservation et d'un ralentissement de la croissance économique, si bien que les commandes pour de nouvelles usines ont marqué le pas. En outre, parallèlement, on a constaté que le public acceptait de plus en plus difficilement l'énergie nucléaire. Cela tient en partie à l'accident de Three Mile Island en Pennsylvanie et plus tard, à la tragédie de Chernobyl, qui a fait 31 morts. Cela nous inquiète vivement et nous avons cherché à mieux connaître l'attitude du public afin de voir comment nous pourrions réagir. Je voudrais vous faire part, et c'est la première fois que ces chiffres sont rendus publics, des résultats d'un sondage dont on nous a fait part le mois dernier.

L'enquête demandait aux Canadiens quel était l'enjeu le plus important au Canada aujourd'hui. Si je vous donne ce résultat, madame la présidente, c'est à cause du contexte de notre étude. Nous semblons naturellement nous inquiéter énormément du secteur nucléaire mais en octobre, au moment du sondage, les principales préoccupations de la population canadienne étaient le libre-échange, les pluies acides, les autres types de pollution atmosphérique et de l'eau, le chômage, bien sûr la Bourse, qui continue de nous inquiéter, l'économie et le gouvernement. On constate que l'énergie nucléaire ne fait pas partie des 10 principales préoccupations.

Toutefois, quand nous avons demandé à la population canadienne ce qu'elle pensait de l'énergie nucléaire, on a constaté qu'une très faible majorité, 51 p. 100, acceptait l'usage courant de l'énergie nucléaire. À une question

[Text]

large-scale use, major plants, this jumps up to 68% accepting nuclear power as a good or realistic choice. And when we ask what they think about the future, the Canadian public gives us very strong support, in that 74% say that nuclear power will be very important or somewhat important in the future.

• 0920

As you would imagine, this opinion is somewhat varied across Canada. I thought this would be of interest particularly to the members, because of their varying constituencies. Here we see the 51% of Canadians who support nuclear energy. But notice that the support is quite varied: a low in Quebec and British Columbia and a very strong acceptance, 62% strongly and somewhat accepting, in Ontario, where most of the nuclear plants are. Again, we see a difference between men and women—men tend to accept nuclear power more than women—and also between francophones and anglophones. You will notice that the francophone acceptance is, naturally enough, quite close to the acceptance in Quebec.

One of the contributing factors to this is the perception of what alternatives are available. If you ask people, do you have untapped water resources, again we see Quebec as the highest, with some 82% saying they have a lot or some water power. It is interesting that practically everyone has a perception that there is a lot of water power in Canada, even in provinces such as Ontario that are relatively flat and where the water just lies there. In British Columbia there is also a strong perception; and we might point out that these perceptions for Quebec and British Columbia are essentially correct. But the Atlantic provinces show a high perception of water power too, and for some of those provinces it just is not so.

It was not all good news, because when we probed deeper and we asked people, what are your concerns about nuclear power, a very large number said they were concerned about the likelihood of personally being affected by an accident. Again, it is interesting that in the province where we have the most nuclear power, 19% said it was quite likely they would be affected. Yet in Quebec, which has only one station, it was the highest, at 30%. So public perceptions are not always in consonance with reality.

Similarly, when we asked about their confidence in safety systems, this was quite a shock to the industry. We asked:

If there were an accident, I am confident safety and containment systems would protect the environment and the public.

[Translation]

portant sur une utilisation une grande échelle, avec de grosses usines, 68 p. 100 ont dit accepter l'énergie nucléaire qu'ils considéraient comme un choix judicieux ou réaliste. Quand nous avons posé une question sur l'avenir, le public canadien s'est montré très enthousiaste et 74 p. 100 ont répondu que l'énergie nucléaire sera très importante ou assez importante à l'avenir.

On imagine facilement que cette opinion n'est pas uniforme au Canada. Je pense que cette diapositive intéressera les députés qui représentent diverses circonscriptions. Au total, 51 p. 100 des Canadiens sont tenants de l'énergie nucléaire. Remarquez toutefois qu'il y a des différences appréciables suivant la province: c'est au Québec et en Colombie-Britannique que l'on constate le pourcentage le plus faible, avec une adhésion très forte, 62 p. 100, en Ontario, où se trouvent la plupart des centrales nucléaires. Il y a aussi des différences entre les hommes et les femmes, les hommes ayant tendance à mieux accepter le nucléaire que les femmes, et entre les francophones et les anglophones. Bien entendu, les chiffres intéressant les francophones sont très près de ceux qui intéressent le Québec.

L'évaluation des solutions de rechange constitue l'élément qui influence ce choix. Quand on demande aux gens s'ils possèdent des ressources hydrauliques à perte de vue, on constate que les Québécois répondent dans une proportion de 82 p. 100 qu'ils en possèdent beaucoup ou une certaine quantité. Il est intéressant de constater que presque tout le monde a l'impression que le Canada a beaucoup de ressources hydrauliques, et ce même dans des provinces comme l'Ontario où les cours d'eau sont plutôt plats, sans dénivellation. En Colombie-Britannique, on a une impression de richesse hydraulique. Il est vrai que cette attitude, au Québec et en Colombie-Britannique, est essentiellement justifiée. Les provinces de l'Atlantique ont cette même attitude mais dans certains cas, c'est tout à fait erroné.

Le sondage n'a pas offert de résultats uniquement positifs car quand on a demandé aux gens ce qui les inquiétait à propos de l'énergie nucléaire, beaucoup ont répondu qu'ils s'inquiétaient de la possibilité d'être atteints personnellement lors d'un accident. Il est intéressant de constater que dans la province où il y a le plus d'énergie nucléaire, 19 p. 100 des personnes interrogées ont dit qu'il était fort possible qu'ils soient touchés. Au Québec, où il n'y a qu'une centrale, c'est le pourcentage le plus élevé, 30 p. 100. L'attitude du public n'est donc pas toujours conforme à la réalité.

Par ailleurs, quand on a demandé aux gens s'ils faisaient confiance aux systèmes de sécurité, nous avons obtenu une réponse bouleversante. Nous avons demandé:

En cas d'accident, je fais confiance aux systèmes de sécurité et de refoulement pour protéger l'environnement et le public.

[Texte]

There was very little agreement with that. We are almost neutral on that.

Finally, we asked:

What is your perception of the amount of radioactive waste? Is there enough to fill an ice rink, to fill a football stadium, or to make a large mountain?

The majority of the Canadian public overestimates the amount of nuclear waste. In fact, it is about enough to fill a skating rink to the boards.

Clearly this indicated that we had not been doing our job in informing the Canadian public. So we asked them: Would you like to know more about the nuclear industry? And here we got a very, very strong vote that said yes, tell us more.

So that is what we are doing. Today, as I said, by releasing these data for the first time publicly to your committee we have started a process of better informing the Canadian public.

I would like to summarize some of the points we have made in our submission. We mentioned that we represent 138 member companies, with over 30,000 direct jobs and approximately \$4 billion in turnover. We feel the nuclear industry has given an excellent return on investment to Canadians. We ask you to consider that, and we call upon you to make recommendations that will reinforce that position. For example, we ask that you support in your recommendations fiscal and energy policies that will stress the importance of uranium to the Canadian economy and the nuclear industry in successful, peaceful, and beneficial applications.

• 0925

We ask that you support the development of new programs to assist Canadians to substitute electricity for non-renewable hydrocarbons. We ask you to re-affirm that electricity sales will not be subject to a federal tax because that has been mooted. We ask that you continue to support free access to the U.S. market for uranium as set out in the free trade agreement. We ask that you assure sufficient funding to maintain Canada's world-leading nuclear R and D facilities and activities. We ask for support from the government, through you, for construction of the CANDU 300 in a Canadian province in order to facilitate export orders.

Speaking of export orders, we also ask for your help in supporting financing of a Canadian export order, particularly to Turkey, and to other similar joint venture packages.

[Traduction]

Très peu ont souscrit à cela. C'est presque nul.

En terminant, nous avons demandé:

Selon vous, quelle est l'importance de l'accumulation des déchets radioactifs? Est-ce suffisant pour remplir une patinoire, un stade de football, ou est-ce que l'accumulation représente une grosse montagne?

La majorité des gens surestiment l'accumulation de déchets nucléaires. En fait, il y en a suffisamment pour remplir une patinoire.

Manifestement, cela a prouvé que nous ne renseignons pas assez bien le public canadien. Nous avons donc demandé: Voulez-vous plus de renseignements sur l'industrie nucléaire? La réponse a été résolument affirmative.

Voilà donc ce à quoi nous nous employons. Aujourd'hui, nous divulguons ces résultats pour la première fois aux membres du comité et cela amorce notre démarche visant à mieux renseigner le public canadien.

J'aimerais résumer certains éléments qui se trouvent dans notre mémoire. Nous représentons 138 compagnies, qui comptent pour 30,000 emplois directs et quelque 4 milliards de dollars de chiffre d'affaires. Nous pensons que l'industrie nucléaire a été très rentable pour les Canadiens. Cela étant, nous vous exhortons à faire des recommandations qui renforceront notre position. Par exemple, nous vous demandons d'appuyer des politiques énergétiques et fiscales qui souligneront l'importance de l'uranium pour l'économie Canadienne et celle des applications prospères, pacifiques et bénéfiques de l'industrie nucléaire Canadienne.

Nous vous demandons donc d'appuyer l'élaboration de nouveaux programmes afin d'aider les Canadiens à remplacer les hydrocarbures non renouvelables par l'électricité. Nous vous demandons également de confirmer que l'électricité ne sera pas assujettie à une taxe fédérale comme il en a été question. Nous vous demandons de continuer à appuyer le libre-accès au marché américain pour nos exportations d'uranium, comme prévu dans l'accord sur le libre-échange. Nous vous demandons de veiller à ce que des crédits suffisants soient dégagés pour permettre au Canada de rester en tête de file au plan de la recherche et du développement des installations et des travaux dans le domaine nucléaire. Nous demandons l'appui des pouvoirs publics en vue de la construction d'un réacteur CANDU 300 dans une province canadienne, ce qui devrait faciliter les commandes à l'exportation.

Parlant des commandes à l'exportation, nous demandons votre aide en vue du financement d'une commande destinée plus particulièrement à la Turquie ainsi que pour d'autres activités en coparticipation.

[Text]

Finally, because it has been much in the news, we ask you to help ensure the safe transport of radioactive materials within and over Canada.

Madam Chairman and members, we feel these actions will ensure the continuity of jobs in the mining, construction and manufacturing sectors and maximize return on Canada's investment in its nuclear industry. Thank you.

Mr. O'Brien: We have restricted the length of our presentation and are relying on the written brief we have passed to you to cover a number of our points in more detail. We believe it will be helpful, certainly to us, to receive your questions. I would like to invite you to ask questions to me which I will then ask various members of our group to respond to.

The Chairman: Thank you very much, Mr. O'Brien. Mr. Harrison, you mentioned 47% of the Canadian public would like more information regarding the nuclear industry. Is not one of your main goals to perhaps inform the public? I just wonder how you plan to change your approach to better educate Canadians.

Mr. Harrison: Perhaps I could introduce that by introducing a person whom we have engaged to take on that program. Part of our research was directed not only to quantitative aspects—how many people would like to know more—but also to qualitative matters—what kind of information would Canadians like to have and to what would they be receptive. So in the course of that research we decided to engage a person who was well qualified in this area. I would like to introduce her to you now, Rita Dionne-Marsolais, and ask her to explain briefly to you the program we are launching.

Mme Rita Dionne-Marsolais (vice-présidente à l'information, Association nucléaire canadienne): Le programme que l'Association nucléaire canadienne s'appête à lancer est effectivement orienté vers le public en général. Nous avons pour objectif de familiariser la population canadienne avec les questions fondamentales qui la préoccupent. Comme les résultats de la recherche nous l'indiquent, il y a plusieurs fausses conceptions au niveau de la réalité.

Il s'agit d'un programme à long terme qui a essentiellement quatre volets. Nous voulons d'abord informer les parlementaires, avec des données très précises, des problèmes qui les préoccupent au niveau de notre industrie. Nous irons donc parler devant des commissions parlementaires comme celle-ci pour expliquer les résultats de notre recherche et les programmes visant à solutionner les différents problèmes de notre industrie.

• 0930

D'autre part, nous lancerons une campagne d'information dans les médias, soit les médias écrits, les médias parlés, la télévision. Au moyen de cette information, il faut le souligner, nous répondrons aux

[Translation]

Enfin, nous demandons votre aide en vue du transport sûr des matières radioactives sur le territoire national ainsi que dans notre espace aérien, problème dont il a été beaucoup question dans les nouvelles ces temps-ci.

Toutes ces mesures permettront de garantir les emplois dans les secteurs de l'extraction et du bâtiment ainsi que dans le secteur manufacturier tout en maximisant la rentabilité de notre industrie nucléaire. Je vous remercie.

M. O'Brien: Nous vous avons présenté un bref exposé oral, mais vous trouverez des explications plus détaillées dans l'exposé qui vous a été distribué. Nous nous ferons maintenant un plaisir de répondre à vos questions.

La présidente: Merci, monsieur O'Brien. Vous avez dit, monsieur Harrison, que 47 p. 100 des Canadiens voudraient être mieux renseignés sur l'industrie nucléaire. Or, vous nous avez expliqué qu'un de vos principaux objectifs est justement d'informer le public. Que comptez-vous faire pour mieux informer le public?

M. Harrison: Pour répondre à votre question, je voudrais vous présenter la personne qui a été chargée d'assurer ce programme d'information. Notre sondage a porté non seulement sur les questions quantitatives, c'est-à-dire combien de personnes tiennent à être mieux renseignées, mais également sur les aspects qualitatifs, c'est-à-dire quel genre de renseignements est susceptible d'intéresser le public. Nous avons donc engagé une spécialiste de ces questions, M^{me} Rita Dionne-Marsolais, qui va vous donner un rapide aperçu de notre programme d'information.

Mrs. Rita Dionne-Marsolais (Vice-Chairman Information, Canadian Nuclear Association): The program which the Canadian Nuclear Association is about to launch is indeed targetted to the general public. Our aim is to explain to the Canadian people the basic questions with which it is concerned. It would appear from the results of our study that people have a number of misconceptions concerning nuclear energy.

Ours is a long term program made up of four parts. First of all we want to provide Members of Parliament with very precise data concerning problems in our industry with which they are concerned. We are therefore planning to speak before parliamentary committees such as this one to explain the results of our research as well as the programs aimed at resolving the problems of our industry.

Secondly we are planning to launch an information campaign through the media, both newspapers and in television. In this way we will answer those questions which, according to our research, concern Canadians. Are

[Texte]

questions qui, d'après les résultats de notre recherche, préoccupent les Canadiens. Est-ce que les réacteurs nucléaires sont sûrs? Est-ce que toutes les mesures sont prises pour assurer la sécurité de la population?

Troisièmement, nous aurons un programme de conférences qui s'adresseront à toutes les communautés du Canada. Encore là, notre but sera de renseigner la population sur l'importance de notre industrie dans l'économie canadienne et sur le sérieux des gens qui y oeuvrent.

Le dernier volet, et non le moindre, est un programme éducatif pour tout le réseau scolaire. Il est important d'intéresser les jeunes à la formation dans le secteur nucléaire. Les jeunes font des choix professionnels et il est important de former la relève, au niveau du génie nucléaire en particulier.

Ce sont les quatre volets de notre programme d'information.

Mr. Hopkins: I am rather pleased that our regular member of this committee is absent this morning, because I am really delighted to be here when the nuclear industrial people are with us. My congratulations to Madam Chairman on chairing this very important committee. I chaired the former National Resources and Public Works committee from 1968 to 1972, and at that time we heard Atomic Energy of Canada Limited, the Atomic Energy Control Board, Eldorado Nuclear Limited, and the old Coal Board when it was still in existence at that time.

One thing that came through loud and clear then was the poor record of getting information out to the Canadian public. As a result, there was a real trend at that time that the wrong message got out, and there was no one else there to combat it, because at that time Atomic Energy of Canada Limited and the Atomic Energy Control Board were semi-bureaucrats and could not get out and deliver a political message. Other people were not coming forward to defend it and as a matter of fact I found myself to be a lone voice at times in the area.

So I want to congratulate the Canadian nuclear industry in coming forward with this presentation today and to encourage them to do a lot more of it, and I was greatly encouraged by your remarks, madam, in that regard.

It is important to note that if we do not continue to support the CANDU reactor and the generation of electricity via that means in central Canada—mainly in Ontario because Quebec has a lot of hydroelectric power, but they too need more development—then we are not going to develop that industrial base in our country which is going to provide the source of taxation which in turn is going to look after the social net we have looking after Canadians today and in the future. In Ontario alone, almost 50% of the power is generated by CANDU reactors. If it was not for that source of energy, we would not be able to have the industrial base in Ontario that we

[Traduction]

nuclear reactors safe? Have all possible steps been taken to ensure the safety of the population.

Thirdly, we will set up a number of conferences targeted at all Canadian communities. In these conferences we will explain the importance of our industry to the Canadian economy as well as the sense of responsibility of the people working in that industry.

Last but not least we have an education program for schools because we want our young people to be interested in what goes on in the nuclear industry. It is important that young people be well informed about the possibilities in nuclear engineering if we want to have the next generation of nuclear specialists.

Those are the four parts of our information program.

M. Hopkins: Je suis heureux de l'absence du membre permanent du Comité, ce qui m'a permis de le remplacer et d'assister à l'intervention de l'Association nucléaire canadienne. Je tiens également à vous féliciter, madame, d'assurer la présidence de ce très important comité. J'ai, pour ma part, assuré la présidence de l'ancien Comité des ressources nationales et des travaux publics de 1968 à 1972, époque à laquelle ont comparu devant le Comité l'Énergie atomique du Canada Limitée, la Commission de contrôle de l'énergie atomique, Eldorado Nucléaire Limitée et l'ancienne Commission de charbonnage.

Or, il était évident à cette époque que le public canadien était mal renseigné au sujet de tous ces problèmes. Il n'y avait personne pour contrecarrer les idées erronées qui circulaient dans le grand public, la société de l'Énergie atomique du Canada et la Commission de contrôle de l'énergie atomique, étant à l'époque des sociétés parastatales, et ne pouvant donc pas se lancer dans des campagnes d'explication. Personne d'ailleurs à cette époque ne s'intéressait à défendre l'énergie nucléaire, si bien que j'ai été comme une voix criant dans le désert.

Je tiens donc à féliciter l'Association nucléaire canadienne d'avoir entrepris cette campagne d'information.

Il faut remarquer à ce propos que, si nous ne continuons pas à appuyer la fabrication des réacteurs CANDU et la production d'électricité nucléaire plus particulièrement dans le centre du Canada, c'est-à-dire en Ontario, le Québec disposant de quantités énormes d'hydro-électricité, nous ne parviendrons pas à créer la base industrielle, principale source d'impôt nécessaire pour assurer la sécurité sociale du pays maintenant et à l'avenir. Rien qu'en Ontario, près de la moitié de l'électricité est produite par les réacteurs CANDU. Sans cette source d'électricité, l'Ontario n'aurait pas été aussi industrialisé qu'il l'est actuellement et l'État aurait

[Text]

have today. We would not be contributing to the national source of taxation that is today paying old age pensions, veterans pensions, family allowances, Canada Pensions and so on; it just would not be there.

So one of the biggest sales pitches this committee can make in support of energy in Canada is the fact that if we do not have this solid source of energy in Canada then we do not have a future for the social net in Canada. And that message has to get through.

• (0935

Research and development is extremely important, and indeed it is the future of this country. I am not going to go on with some of the other wonderful things that Atomic Energy of Canada has done besides developing the CANDU reactor and the cobalt therapy unit treatment for cancer. They have also recently perfected and produced the ring that is going to replace that faulty ring in the Challenger, and so on. There are all kinds of things going on. And so that side is very important.

I would like to point out that if it were not for the CANDU reactors we have in Ontario, the only other source we would have for energy in Ontario would be to back up those rivers flowing into James Bay and Hudson Bay, and then you would be into a great land dispute. With Indian land claims and everything else you would get into a horrendous mess of procedure. So it is extremely important that this program go ahead. Indeed, in those other provinces of Canada where you do not have a source of water power, hopefully some day it will become more acceptable; and it will only become acceptable if we promote it and if we do an educational job on it.

I would like to ask our witnesses this morning, Madam Chairman, if they perceive any immediate desire on the part of other provinces and those that already have a CANDU reactor to develop a source of nuclear-produced hydroelectric power.

Mr. I. Wilson: Madam Chairman, if you look at the submission we have before you today, there is a table that shows the estimates of the amount of remaining hydroelectric potential in the various provinces. That is on page 8 of the submission. You will notice in the table, as Michael Harrison has said earlier, that the provinces of British Columbia and Quebec have a fairly large amount of hydraulic. But surprisingly, if the load were to grow in Quebec at the same rate as it has done in the last four years, the remaining economic potential in Quebec would be used up in meeting about 15 years of load-growth.

Similarly, there is much discussion occasionally about Ontario being dependent on imports of power from Manitoba and Quebec. If you were to pool the resources in these three provinces, you would see that they would meet the load-growth we have seen in the last four years.

[Translation]

manqué des recettes fiscales permettant de verser les pensions de vieillesse, les pensions des anciens combattants, les allocations familiales, les prestations de pensions du Canada, et cetera.

Nous devons donc bien expliquer aux Canadiens que, sans énergie nucléaire, nous n'aurons pas de quoi payer les différents programmes de sécurité sociale. Ce message doit être compris.

La recherche et le développement sont extrêmement importants, l'avenir de notre pays en dépend. Je ne vais vous citer toutes ces autres choses merveilleuses réalisées par Énergie atomique du Canada en plus du réacteur CANDU et de l'appareil de traitement du cancer au cobalt. Ils viennent également tout récemment de perfectionner et de produire l'anneau qui remplacera l'anneau défectueux de la navette Challenger, etc. Il y a toutes sortes de choses qui arrivent. Cet aspect est donc très important.

J'aimerais signaler que si nous n'avions pas ces réacteurs CANDU en Ontario, la seule autre possibilité pour avoir de l'énergie serait d'exploiter les rivières qui se déversent dans la Baie James et dans la Baie d'Hudson, et les conflits territoriaux que cela créerait sont faciles à imaginer. Venant s'ajouter aux revendications territoriales des Indiens le casse-tête juridique et constitutionnel deviendrait pratiquement insoluble. Que ce programme ait le feu vert est donc extrêmement important. Il est d'ailleurs à espérer qu'un jour, dans ces autres provinces sans ressource hydro-électrique, il deviendra plus acceptable; et il ne deviendra plus acceptable que si nous en faisons la promotion et que si nous éduquons correctement le public.

J'aimerais demander à nos témoins ce matin, madame la présidente, s'ils perçoivent un désir immédiat de la part des autres provinces et de celles qui ont déjà un réacteur CANDU de développer une source d'énergie nucléaire hydro-électrique.

M. I. Wilson: Madame la présidente, si vous consultez le mémoire que nous vous avons communiqué, il contient un tableau indiquant le potentiel hydro-électrique restant dans chacune des provinces. Ce tableau se trouve à la page 8 de notre mémoire. Vous y remarquerez, comme Michael Harrison vous l'a dit tout à l'heure, que les provinces de Colombie-Britannique et du Québec ont des ressources hydrauliques assez importantes. Pourtant, et c'est surprenant, si la demande continuait de croître au Québec au même rythme qu'au cours des quatre dernières années, le potentiel restant serait utilisé d'ici 15 ans.

De manière analogue, le fait que l'Ontario dépende d'électricité importée du Manitoba et du Québec alimente souvent les discussions. Si les ressources de ces trois provinces étaient regroupées, on constaterait qu'elles pourraient répondre à la croissance de demande des

[Texte]

We would meet about 11 years of that kind of load-growth before all these provinces would have to rely on some other form of energy supply. But the majority of provinces, such as New Brunswick, Nova Scotia, P.E.I., Newfoundland, because it is not directly connected to the mainland, and Saskatchewan—are all potential provinces which will and could be using nuclear power in the very near future.

Mr. Hopkins: Madam Chairman, if it had not been for the eight CANDU reactors at Pickering, Ontario, and others on the Bruce peninsula, Canada to date would have had to purchase something over \$5 billion worth of coal, which in the past normally came up from Pennsylvania into Ontario, leaving aside the present discussion about east-west transportation of coal. That would have added to the acid rain problem in central Canada and in the northern part of the United States. Are you emphasizing that fact—clean industry—in your briefs and in your educational program in promotion of nuclear energy?

Mr. O'Brien: I think you have made a very strong point, and I would like to ask Nicholas Ediger to respond.

• 0940

Mr. Nicholas Ediger (Director and Past Chairman, Canadian Nuclear Association): I asked the chairman if I could come forward with a supplementary on the first point, what we are doing to promote nuclear reactors in Canada.

We think of nuclear reactors as steam generators to generate electricity. If we think of them as steam generators and if we remind ourselves that one of the ways we use to tap the tar sands, the heavy oil, and one of the ways we use to process that heavy oil into synthetic fuel and into petrochemical feedstocks, is through the use of steam, it takes an awful lot of steam to tap that very important western Canadian resource, and it seems to me burning uranium in a nuclear furnace to generate that steam is an important use of a nuclear reactor. If we are looking at the year 2000, we have to think in these terms.

So there is another dimension I just wanted to throw in as a supplement, because we are dealing here with the future of nuclear power in the long term. If we think of a reactor as nothing more than a uranium furnace and think of its steam generating capabilities, we might open up a much larger demand for this particular technology. I just throw that in as a supplement.

The Chairman: That is very interesting when you take a look at Cold Lake and Syncrude, yes.

[Traduction]

quatre dernières années. Il faudrait attendre 11 années de ce genre de croissance de demande avant que toutes ces provinces ne soient obligées de trouver une autre forme d'approvisionnement énergétique. Il reste que la majorité des provinces, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard, Terre-Neuve parce qu'elle n'est pas directement reliée au continent, et la Saskatchewan—pourraient et finiront dans un très proche avenir par recourir à l'énergie nucléaire.

M. Hopkins: Madame la présidente, s'il n'y avait pas eu les huit réacteurs CANDU de Pickering, en Ontario, et les autres sur la péninsule de Bruce, à l'heure actuelle, le Canada aurait dû acheter pour plus de 5 milliards de dollars de charbon qui autrefois nous arrivait normalement en Ontario de la Pennsylvanie. Sans parler de la discussion actuelle sur le transport est-ouest du charbon, les problèmes de pluies acides dans le centre du Canada et dans le nord des États-Unis auraient été multipliés. Est-ce que vous insistez sur ce côté «propre» de votre industrie dans vos mémoires et dans votre campagne d'éducation du public et de promotion de l'énergie nucléaire?

M. O'Brien: Vous avez tout à fait raison et j'aimerais que Nicholas Ediger vous réponde.

M. Nicholas Ediger (directeur et ancien président, Association nucléaire canadienne): J'ai demandé à la présidente l'autorisation de vous donner un complément d'information sur ce que nous faisons au Canada pour promouvoir les réacteurs nucléaires.

Quand nous pensons aux réacteurs nucléaires, nous pensons à des générateurs de vapeur qui fabriquent de l'électricité. Si nous pensons à eux comme à des générateurs de vapeur et si nous nous rappelons que l'utilisation de la vapeur fait partie d'une des techniques d'exploitation des sables bitumineux, de l'huile lourde et d'une des techniques de transformation de cette huile lourde en carburant synthétique et en dérivés pétrochimiques, il faut une quantité de vapeur énorme pour exploiter cette ressource très importante de l'Ouest canadien, et il me semble que faire brûler de l'uranium dans une cuve nucléaire pour fabriquer cette vapeur est une utilisation importante d'un réacteur nucléaire. Si nous voulons nous préparer à l'année 2000 qui nous intéresse, c'est dans ces termes qu'il faudra penser.

C'est donc une autre dimension qu'il me semblait important d'ajouter, car ce qui est en cause ici, c'est l'avenir à long terme de l'énergie nucléaire. Si nous considérons les réacteurs comme rien de plus qu'un fourneau à uranium dégageant énormément de vapeur, la demande pour cette technologie particulière serait peut-être multipliée. Je me permets simplement de vous le signaler.

La présidente: C'est très intéressant quand on parle à Cold Lake et à Syncrude, oui.

[Text]

Mr. Minaker: As an electrical engineer, I know the importance of electrical energy. I also recognize that nuclear power is actually the power we will have to look to in the future, even though I am from Manitoba, where we have those 50 years-plus of hydro reserves.

One of the problems that have been raised is the concern about safety. I would like to ask a few questions on that subject at this time, having had a bit of experience working on the periphery of atomic energy in the Whiteshell, supplying materials to them.

One of the problems in the past has been the metallurgy of the components that fit into the loops of a nuclear power plant, because of the high pressures and high temperatures. Have you found now as an industry that the life expectancy of some of these components is longer than what you thought it might be? What type of life expectancy are we finding for different materials, such as heat exchangers and valves and so on, under these conditions?

Mr. O'Brien: I am going to ask Ian Wilson to respond to that, but I do not think we have really yet covered the response to Mr. Hopkins' question. Perhaps we could come back to that after answering your question.

Mr. Minaker: Do you want to deal with the other matter first? I have several questions that deal with safety, because I think that is the basic problem of the public at this time: their concern about unknowns and the fact that the nuclear industry is a rather young industry compared with other energies that have been out and existing for a long time.

Mr. O'Brien: Mr. Hopkins has raised a point that those of us who live in Ontario in particular are particularly appreciative of. The need for Ontario Hydro, for example, to purchase coal and crude oil has been remarkably changed by the success of their nuclear program. The dollar value you quoted I am sure is accurate, and the nuclear industry is of tremendous value in eastern Canada and to Canadians as a whole because of the lack of need to buy foreign fuels.

Mr. I. Wilson: Mr. Hopkins, the \$5 billion in savings on importing U.S. coal has now increased to the point where I believe by the end of this year that figure is going to be closer to \$8 billion in foreign exchange that has been saved by the Ontario program.

• 0945

Mr. O'Brien: I have one other quick comparison. It is quite an old one but we are very conscious on the uranium side of the business that one pound of uranium equates to about eight tonnes of coal, in usable energy.

Mr. Hopkins: Did you say one pound?

Mr. O'Brien: Yes. When converting it in terms of oil, one pound of uranium is equivalent to 30 barrels of oil.

[Translation]

M. Minaker: Ingénieur électricien de formation, je connais l'importance de l'énergie électrique. J'admetts que l'énergie nucléaire sera l'énergie de demain même si je suis du Manitoba où nous avons ces réserves hydro-électriques de 50 ans et plus.

Un des problèmes dont il a été question est celui de la sécurité. J'aimerais vous poser quelques questions à ce sujet, fort d'une certaine expérience de travail à la périphérie de l'énergie atomique puisque je fournissais des matériaux à Whiteshell.

Un des problèmes jusqu'à présent a été la métallurgie des éléments installés dans les circuits des centrales nucléaires, à cause de la pression et des températures élevées. Avez-vous constaté que la durée de résistance de certains de ces éléments était plus longue que ce que vous aviez cru au départ? Quelle est la durée des différents appareils, par exemple les échangeurs de chaleur, les soupapes etc., dans ces conditions?

M. O'Brien: Je vais demander à Ian Wilson de vous répondre, mais je crois que nous n'avons pas encore vraiment répondu à la question de M. Hopkins. Nous pourrions peut-être y revenir après avoir répondu à la vôtre.

M. Minaker: Voulez-vous le faire tout de suite? J'ai plusieurs questions portant sur la sécurité car je crois que c'est un des problèmes essentiels pour le public; celui-ci s'inquiète de toutes ces inconnues et du fait que l'industrie nucléaire est une industrie relativement jeune par rapport aux autres industries énergétiques qui sont là depuis longtemps.

M. O'Brien: M. Hopkins a soulevé une question très familière à ceux d'entre nous qui vivent en Ontario en particulier. Les besoins en charbon et en pétrole brut d'Hydro-Ontario, par exemple, ont été radicalement modifiés par le succès de son programme nucléaire. Je suis certain que le chiffre que vous avez cité est exact, et l'industrie nucléaire représente une valeur énorme pour l'Est du Canada et pour l'ensemble des Canadiens car grâce à elle nous n'avons plus à acheter de combustibles étrangers.

M. I. Wilson: Monsieur Hopkins, les 5 milliards de dollars économisés sur les importations de charbon américain seront, je crois, largement dépassés d'ici la fin de cette année et atteindront presque les 8 milliards de dollars.

M. O'Brien: J'ai une autre comparaison rapide. Ce n'est rien de nouveau, mais nous sommes très conscients, dans le secteur de l'uranium, du fait qu'une livre d'uranium équivaut à environ huit tonnes de charbon, du point de vue de la valeur énergétique.

M. Hopkins: Disiez-vous une livre?

M. O'Brien: Oui. Comparé au pétrole, une livre d'uranium équivaut à 30 barils de pétrole.

[Texte]

The Chairman: How much is one pound of uranium worth today?

Mr. O'Brien: You have asked a very sensitive question but I am glad to answer it. It varies between \$17 U.S. and somewhat over \$30 U.S., depending on the market.

Mr. Minaker: What weight of waste would one pound of uranium produce?

Mr. O'Brien: In the reactor, I am not aware it produces any appreciable waste other than the fuel rods which have to be stored.

Mr. Minaker: This is the conception that I think is out there with the public, that if you had 100 pounds of uranium and you convert it to energy, you end up with 100 pounds of waste you have to dispose of. I think that is something that has to come out to the public to make them aware of exactly what type of waste you are storing and so on.

Mr. Harrison: The waste products that are ultimately produced by one pass through a reactor of uranium are approximately 1% of the total. Generally speaking, that spent fuel is now stored in ponds at the reactor site and kept quite safe and under control. The waste products are not separated from the spent fuel at this stage.

The Chairman: Mr. Minaker, does this answer your first question?

Mr. Minaker: No. I was waiting until they finished that. I have some questions later on with respect to waste, but I will pass on to somebody else before I raise it. But I have a safety question on my mind.

Mr. O'Brien: Just to end up with my comparisons on the uranium versus other fuels, again in Ontario we are very conscious that the uranium mines in Ontario, for example, are much larger in energy content than the coal industry in Canada. This is perhaps not well known.

The Chairman: In Saskatchewan as well.

Mr. O'Brien: Yes.

The Chairman: Thank you. We will go back, Mr. Minaker, to your question in regard to the longevity of the tubes.

Mr. I. Wilson: The early experience in terms of leakages and heat exchanges, etc. has been well taken care of. That is no longer a problem at these major stations. In terms of piping and valves and loops and the system generally, the industry is confident that they are looking at equipment which will last fully 40 years in service. The one problem that has arisen in the CANDU design has been one of pressure tubes.

You are probably aware that there was a tube which ruptured at Pickering and had to be replaced. On metallurgical examination it was found to be taking up a lot of hydrogen in the process and the decision was taken,

[Traduction]

La présidente: Combien coûte aujourd'hui une livre d'uranium?

Mr. O'Brien: C'est une question très délicate mais je vais tenter d'y répondre. Le prix varie entre 17\$ et 30\$ U.S., selon le marché.

Mr. Minaker: Combien de déchets produit une livre d'uranium?

Mr. O'Brien: Dans le réacteur, pas de déchets mis à part les barres de combustibles qu'il faut entreposer.

Mr. Minaker: Le public continue à croire à cette idée fausse voulant que si l'on a 100 livres d'uranium et qu'on les convertit en énergie, on se retrouve avec 100 livres de déchets qu'il faut évacuer. Je pense qu'il faut faire savoir au public exactement ce qu'il en est.

Mr. Harrison: Les déchets qui sont produits par un passage dans un réacteur représentent environ 1 p. 100 du total en volume. De manière générale, ce combustible irradié est maintenant entreposé dans des bassins à proximité des réacteurs, et ce, de manière très sûre et très contrôlée. Les déchets ne sont pas séparés du combustible irradié à ce stade.

La présidente: Monsieur Minaker, est-ce que cela répond à votre première question?

Mr. Minaker: Non. J'attendais qu'ils en aient fini avec cela. J'ai d'autres questions à poser plus tard concernant les déchets mais je vais céder la parole à quelqu'un d'autre avant d'y venir. Pour le moment, j'ai une question concernant la sécurité.

Mr. O'Brien: Juste pour en finir avec mes comparaisons entre l'uranium et d'autres sources d'énergie, nous sommes très conscients en Ontario que les mines d'uranium de la province renferment des réserves d'énergie supérieures à tous les gisements de charbon du Canada. C'est un fait qui n'est pas très bien connu.

La présidente: Même chose en Saskatchewan.

Mr. O'Brien: Oui.

La présidente: Je vous remercie. Monsieur Minaker, nous allons revenir à votre question concernant la longévité des tubes.

Mr. I. Wilson: Les premières difficultés que nous avons rencontrées, les fuites au niveau des échangeurs de chaleur, ont été très bien réglées. Il n'existe plus de problèmes dans ces grandes centrales. En ce qui concerne les conduites, les valves et les circuits et le système d'ensemble, nous sommes assurés aujourd'hui que cet équipement durera les 40 années prévues. Le seul problème qui est apparu avec la filière CANDU est celui des tubes pressurisés.

Vous savez sans doute qu'un tel tube s'est rompu à Pickering et qu'il a fallu le remplacer. L'examen métallurgique a révélé qu'il absorbait beaucoup d'hydrogène et la décision a été prise de remplacer, pour

[Text]

for safety reasons, to fully re-tube the first two reactors which had a particular material that was not built into the subsequent reactors.

The first unit at Pickering that has been re-tubed is now back in service. This is the first time in the world that the inside, if you like the core of a reactor, has been replaced and the reactor put back into operation.

The second unit at Pickering will be coming up shortly. Again, it has raised questions of what will happen with the other material in the pressure tubes that we have used in the subsequent reactors. There has recently been a tube removed from the Pickering No. 3 unit which has been examined. There is a possibility that we may be facing a situation where we are going to replace the pressure tubes in the reactor at about 15 or 20 years life of the reactor.

• 0950

If that is the case, we have the tooling, we now have the experience and it is very a economical process to go ahead and do that. If we did that, of course it would extend the life of the reactor by the subsequent 15- or 20-year period. This is what the industry is looking at. We do not have all the results to give you the full analysis on that, but we should have it sometime early next year.

Mr. Minaker: Madam Chairman, the aviation industry has routine maintenance on turbines and the like. Has the industry got a routine maintenance whereby they will pull apart different components out of loops and test them just to see that everything is in proper operation? Is there a standard routine maintenance that they go through?

Mr. I. Wilson: Yes, Mr. Minaker, there is indeed. This is part of that process I mentioned, which is that so many years into the life of a piece of equipment like a nuclear reactor we do go back in and take material out and examine it. There is a phenomenon inside the reactor called "creep", where material will elongate after a period of time.

When we originally proceeded with the CANDU design it was expected we would have to replace pressure tubes in the CANDU after 15 years of life. We have subsequently come to believe that would be considerably extended and we are still hopeful that is the case.

Mr. Minaker: Does the industry keep a general log book on all failures and so on? I noticed in the analysis you really just have the reactors right now, I believe, in Quebec and in Ontario. Is there an exchange, like in the aviation industry, whereby if there is a failure in an aircraft then all the pilots in the world know about it? Have you developed a similar situation in your industry so that it makes it even safer? If something peculiar

[Translation]

des raisons de sécurité, la totalité des tubes des deux premiers réacteurs dont l'alliage comportait un élément qui ne se retrouvait pas dans les réacteurs ultérieurs.

Le premier réacteur à Pickering a maintenant été refait et fonctionne de nouveau. C'est la première fois au monde que l'intérieur, le coeur d'un réacteur si vous voulez, a été remplacé et remis en service.

Le deuxième réacteur de Pickering entrera lui aussi en service bientôt. Encore une fois, on s'est demandé ce qu'il adviendrait des autres composantes des tubes pressurisés que nous avons employés dans les réacteurs suivants. Nous avons démonté un tube du réacteur n° 3 et l'avons examiné. Nous pensons aujourd'hui qu'il faudra peut-être remplacer les tubes pressurisés de ce réacteur après peut-être 15 ou 20 années de fonctionnement.

Si c'est le cas nous possédons l'outillage, nous possédons le savoir-faire, et c'est un travail qui ne coûte pas très cher. Si nous le faisons, cela va évidemment prolonger la durée de vie de ce réacteur de 15 ou 20 ans encore. C'est à cela que nous réfléchissons à l'heure actuelle. Nous ne possédons pas encore tous les résultats qui nous permettraient de vous communiquer l'analyse complète, mais nous devrions être en possession de toutes les données au début de l'année prochaine.

M. Minaker: Madame la présidente, dans l'aéronautique, on suit des calendriers d'entretien des turbines et des pièces de ce genre. Est-ce que dans le secteur nucléaire vous avez également un calendrier d'entretien qui prévoit que diverses pièces d'un réacteur doivent être démontées et examinées uniquement pour s'assurer de leur bon fonctionnement? Suivez-vous un calendrier d'entretien?

M. I. Wilson: Oui, monsieur Minaker, absolument, cela fait partie du processus que j'ai mentionné, à savoir qu'après X années de fonctionnement, nous ouvrons le réacteur nucléaire pour l'examiner. Il se produit un phénomène à l'intérieur des réacteurs, une elongation des matériaux après quelque temps.

Lorsque nous avons commencé à construire des réacteurs CANDU, nous pensions alors qu'il faudrait remplacer des tubes pressurisés après 15 ans. Nous pensons aujourd'hui que cet intervalle de temps pourrait être plus long et nous espérons toujours qu'il en sera ainsi.

M. Minaker: Est-ce que dans le secteur nucléaire vous tenez un registre de toutes les pannes et déficiences etc.? J'ai remarqué, dans l'analyse, que vous n'avez pour le moment que les réacteurs du Québec et de l'Ontario. Existe-t-il un échange d'informations, comme dans l'aéronautique, de sorte que si un avion connaît une panne donnée, tous les pilotes du monde en sont informés? Procédez-vous à de telles échanges

[Texte]

happens in Ontario, do they immediately advise Quebec or anybody else's reactor?

Mr. I. Wilson: There is an organization called the CANDU Owners' Group, which includes all operators of CANDU reactors world wide: Korea, Argentina, soon-to-be Romania. They are all linked by electronic communications. There is almost instant communication in the event something goes wrong.

In terms of reporting, there is a very extensive process of reporting every single instant in a nuclear power plant, and reports are written which are available for public review. In fact, I do not think it is very well known but these reports have been in the public domain since the mid-70s.

No one really goes and looks at them because they are extremely detailed technical assessments. However all of that material is looked at and reviewed by the Atomic Energy Control Board. There is the kind of exchange you suggest, not only for CANDU reactors, but also between other manufacturers and other reactor-types world wide.

Mr. Harrison: Madam Chairman, if I might make a supplementary response, it allows me to comment a bit about the function of the Canadian Nuclear Association.

Just two weeks ago we had a major conference on CANDU maintenance in Toronto attended by over 250 representatives of designers, manufacturers and utilities, which was an excellent forum for discussion of any problems that the industry is having.

As Mr. Wilson indicated, it is in fact a very open industry—a lot of discussion between the parties within the industry that design, manufacture and operate the equipment, and a lot of discussion with the regulatory body. In addition, we have an international system of quite independent inspection that has absolutely nothing to do with the country concerned and in fact does not even include nationals of the country concerned. The Pickering generating station was just reviewed by a panel of the International Atomic Energy Agency headquartered in Vienna and that report, too, was made public.

I might just say parenthetically that it gave the Pickering station very high marks, underlined some very good practices which were to be commended and, as one would expect, also had a number of recommendations on matters of housekeeping and general staff assignments that were to be brought to the attention of Ontario Hydro for improvement.

Mr. Porter: I appreciate the comments you have brought to us today. In your executive summary you call

[Traduction]

d'informations qui contribuent à la sécurité? Si quelque chose de bizarre se produit dans une centrale en Ontario, en informe-t-on directement le Québec ou quiconque possède un tel réacteur?

M. I. Wilson: Il existe une organisation qui s'intitule «Le groupe des propriétaires de CANDU», qui regroupe tous les exploitants de ces réacteurs dans le monde entier: la Corée, l'Argentine, et bientôt la Roumanie. Tous sont reliés entre eux par un réseau de communications électroniques. Dès qu'un incident survient quelque part, tout le monde en est informé presque instantanément.

En ce qui concerne les rapports, le moindre incident qui survient dans une centrale nucléaire doit faire l'objet de rapports extrêmement détaillés que le public peut consulter. On ne le sait peut-être pas assez, mais ces rapports appartiennent au domaine public depuis le milieu des années 1970.

Tout le monde les consulte parce qu'il s'agit là d'éléments techniques extrêmement complexes. Cependant, la Commission de contrôle de l'énergie atomique les examine tous. Il y a donc bien le genre d'échange d'informations non seulement entre les propriétaires de réacteurs CANDU, mais également entre tous les autres fabricants et utilisateurs de réacteurs à l'échelle mondiale.

M. Harrison: Madame la présidente, si je puis ajouter quelque chose à cette réponse, je voudrais parler du rôle de l'Association nucléaire canadienne.

Il y a juste deux semaines, nous avons tenu une grande conférence à Toronto sur l'entretien du CANDU, à laquelle plus de 250 représentants de concepteurs, de fabricants et d'utilités publiques ont participé, et ce fut une excellente occasion de passer en revue tous les problèmes qui peuvent se poser.

Ainsi que M. Wilson l'a indiqué, c'est un secteur en fait très ouvert, où les contacts sont nombreux entre les parties qui conçoivent, fabriquent et exploitent les équipements, de même qu'avec les autorités réglementaires. En outre, il y a un système d'inspection international qui est très autonome, indépendant du pays concerné et dont les équipes ne comprennent même pas un ressortissant du pays visé. La centrale nucléaire de Pickering vient ainsi d'être inspectée par une groupe de scientifiques de l'Agence internationale de l'énergie atomique, qui a son siège à Vienne, et son rapport a également été rendu public.

J'ajoute entre parenthèses que ce rapport a donné une excellente note à la centrale de Pickering, a relevé un certain nombre de pratiques excellentes qui sont citées en exemple et, bien sûr, aussi quelques recommandations sur des questions de procédures et d'affectation du personnel, qui ont été portées à l'attention d'Hydro-Ontario.

• 0955

Mr. Porter: J'apprécie le mémoire que vous nous avez soumis aujourd'hui. Dans le résumé, vous nous demandez

[Text]

upon the committee to recommend to the government. . . You list a number of things—I wonder if you could enlarge on several—in which you talk about areas that will obviously involve a commitment by the government and some funding to ensure sufficient funding to maintain the nuclear R and D facilities and activities, support the commitment to the construction of the CANDU 300, and provide support for the financing package in the sale of a reactor to Turkey. In all those areas it would appear that we are looking at a substantial financial package.

At the bottom you sum it up and you say

These actions will ensure the continuity of jobs in the mining construction and manufacturing sectors and maximize the return on Canada's investment. . .

I guess this is something we have to deal with at our level: the funding we are looking at—and I know there are separate areas and it is rather broadly based—and also the return.

We have other witnesses who appear before this committee and question, certainly, the viability, the government funding going into the industry, and I wonder if you could perhaps in a broad way touch on some of those areas of government involvement that you are considering in your recommendations.

Mr. Harrison: It is important to put the funding to date in context. We estimate, on the basis of data published by the Government of Canada, that the total R and D investment in Canada's nuclear industry, including all its branches right up through medical isotopes, is of the order of \$3.5 billion, from its inception about 40 years ago to the present. Just in terms of the return on that investment for the production of electrical energy, Canada, as you will see in our submission on page 7, far outranks any other country in the world in that we have produced 208 kilowatt-hours for every dollar that has been spent.

We believe that record should continue, but in order for it to do so we have to have reactor orders. I mentioned in my initial presentation that, due to economic downturns and a perception of a slowdown in energy demand—and I stress the word "perception"—there have not been new reactor orders in North America, and indeed not in many countries of the world. So we need to have stronger acceptance for the nuclear option in order that there be a reactor order.

What our industry has suggested is that a good size of reactor for world-wide sale would be the CANDU 300, a reactor approximately half the size of that at Point Lepreau. We believe that if the government were to help to support the construction of such a reactor then it would aid in exports of Canada's technology and, of course, in our foreign earnings. Many people do not realize that Canada actually won the reactor order in Turkey against strong international competition. It came down to a short list of two—the KWU reactor from Germany, which is based on the American design, and the

[Translation]

de recommander au gouvernement. . . Vous dressez toute une liste de points qui nécessiteront l'intervention du gouvernement et une aide financière pour préserver les installations des activités de recherche et de développement, financer la construction du CANDU 300 et faciliter le financement de la vente d'un réacteur à la Turquie. Il semble que tout cela va coûter très cher.

Au bas de la page, vous résumez et vous dites

Ces mesures devraient permettre d'assurer la continuité des emplois dans le secteur minier, du bâtiment et de la fabrication et d'optimiser le rendement de l'investissement canadien. . .

Je pense que c'est une chose sur laquelle nous allons devoir nous pencher à notre niveau: les ressources financières—et je sais qu'il en faut dans divers domaines—et également le rendement que l'on peut en attendre.

Nous recevons à notre comité d'autres témoins qui contestent, eux, la viabilité de votre industrie et, partout, les fonds que le gouvernement y consacre; j'aimerais que vous nous en disiez un peu plus sur ce que vous attendez du gouvernement, avec ces recommandations.

M. Harrison: Il faut replacer l'aide publique dans son contexte. On peut estimer, d'après les données publiées par le gouvernement, que l'effort de recherche et de développement total de l'industrie nucléaire canadienne, dans tous les domaines y compris les isotopes médicaux, totalise 3,5 milliards de dollars depuis les débuts, il y a une quarantaine d'années. Le rendement de cet investissement, rien que sur le plan de la production de l'énergie électrique, excède de loin celui enregistré par n'importe quel pays au monde, en ce sens que nous avons produit 208 kilowatts-heure pour chaque dollar dépensé. Vous trouverez ces chiffres à la page 7 de notre mémoire.

Nous souhaitons préserver ce record mais, pour cela, nous avons besoin de vendre des réacteurs. J'ai dit dans mon exposé que, en raison du ralentissement économique qui fait craindre une baisse de la demande d'énergie—et ce n'est qu'une crainte, ce n'est pas la réalité—il n'y a pas eu de nouvelles commandes de réacteur en Amérique du Nord, ni même dans beaucoup d'autres pays. Pour encourager l'achat de réacteurs, il faut que l'option nucléaire devienne mieux acceptée.

Notre position est que le réacteur de la taille idéale pour la vente à l'échelle mondiale est le CANDU 300, qui ne fait à peu près que la moitié de celui de Lepreau. Nous pensons que si le gouvernement subventionnait la construction d'un tel réacteur, cela gonflerait les exportations technologiques canadiennes et, partant, nos rentrées de devises. Beaucoup de gens ignorent que le Canada a remporté cette commande de réacteur de la Turquie face à une très vive concurrence internationale. Le choix, à la fin, s'est ramené à deux—le réacteur allemand KWU, qui s'inspire d'une conception

[Texte]

CANDU—and CANDU won hands down. We won the reactor order, but we did not win the contract because the financing was not in place.

The financing needed is really, in this case, a government guarantee for long-term financing, and those government guarantees, as we understand the accounting, eventually show up on the balance sheet of the federal government, and that was an impediment to their acceptance. So it is a connection of events where, in order to support orders in countries that are wanting to buy Canadian reactors, we need to have a demonstration of support within Canada and we need to have some assistance and financial support from the Canadian government, particularly, as I mentioned, on loan guarantees.

• 1000

Mr. Porter: The reason I mention this is that when I opened my folder today, the last witness who appeared before our committee—and you have no doubt heard of Mr. Norm Rubin—did not have a formal written presentation at the time. I just took a few notes. I mentioned it because you had talked, I think, Madam, of getting your views out to the public. In glancing over my notes of that day, three things stuck out in my mind.

One thing he said was that if the industry cannot pay the bills now, it never will. The disadvantages are greater than the advantages. Only 13% of Canadians want to expand. The cost of safety and risk is not borne by the industry.

I know you will have views certainly on this. I mention it because you are talking about making the public more aware of the safety factors. You have talked about the storage and how people did not realize that. . . I think the analogy you used was that a skating rink would be the equivalent of our nuclear waste.

This is a group of people who apparently have views on your industry. It says in the pamphlet of the Energy Probe Research Foundation that 10,000 Canadian households receive mail from you in an average week. I think if you have other views and dissenting views, as I am sure you have, on the industry, it would be important that your views be made known. The public certainly, in light of Three Mile Island and Chernobyl, is very concerned about safety factors and are probably more aware than ever before. This committee spent some time touring in Manitoba, looking at work being done in the area of storage. I think this is a concern.

I guess I am saying that the general public needs some reassurance from your industry, certainly in the area of safety, as to the plants themselves and the storage of materials. This is becoming a concern. Certainly if there

[Traduction]

américaine, et le CANDU—et le CANDU a gagné haut la main. Nous avons remporté cette commande mais nous n'avons pas obtenu le contrat car le financement n'était pas assuré.

L'aide requise, dans ce cas, est une garantie de financement à long terme, et les garanties données par le gouvernement se seraient retrouvées dans les comptes publics du gouvernement fédéral, et c'est cela qui a fait obstacle. Il faut donc réunir plusieurs conditions si nous voulons vendre des réacteurs canadiens: il faut un engagement manifeste de la part du Canada, et en particulier une aide financière du gouvernement fédéral, sous forme de garanties de prêts.

M. Porter: La raison pour laquelle j'en parle c'est que, lorsque j'ai ouvert mon dossier aujourd'hui, je suis tombé sur les notes que j'ai prises lorsqu'a comparu le dernier témoin—vous connaissez sans aucun doute M. Norm Rubin. Il n'avait pas de mémoire écrit et j'ai simplement pris quelques notes. Je le mentionne car vous avez parlé, madame, de la nécessité de faire connaître vos vues au public. En parcourant mes notes de ce jour-là, trois choses m'ont frappé.

Il a dit, d'une part, que si l'industrie nucléaire ne peut payer ses factures aujourd'hui, elle ne le pourra jamais. Les inconvénients l'emportent sur les avantages. Seuls 13 p. 100 des Canadiens veulent un recours accru au nucléaire. Le coût de la sécurité et du risque n'est pas pris en charge par l'industrie.

Je ne doute pas que vous ayez vos propres opinions à ce sujet. J'en parle car vous avez dit vous-même qu'il faut rendre le public plus conscient du facteur sécurité. Vous avez parlé d'entreposage et du fait que les gens ne se rendent pas compte que. . . je pense que vous avez dit que nos déchets nucléaires tiendraient facilement dans une patinoire.

Le groupe que ce témoin représentait a apparemment des opinions arrêtées sur votre industrie. Je lis dans une brochure de *Enquête Énergie* que 10,000 ménages canadiens reçoivent de vous une correspondance au moins chaque semaine en moyenne. Je pense que si vous avez des vues différentes et contraires sur l'industrie, et je n'en doute pas, il faudrait les faire connaître. Le public, en tout cas, depuis Three Mile Island et Tchernobyl, s'inquiète énormément de la sécurité des installations nucléaires, sans doute plus que jamais auparavant. Notre Comité a passé quelque temps au Manitoba, pour examiner le travail qui se fait en matière d'entreposage. Là aussi, c'est une source d'inquiétude.

Ce que je veux dire c'est que le public, en général, a besoin que vous le rassuriez, notamment sur le plan de la sécurité des centrales elles-mêmes et de l'entreposage des déchets. Cela devient un problème. S'il y a des gens qui

[Text]

are people who feel the industry is not living up to their commitment to ensure the utmost in safety standards and are making Canadians aware of it, I think there is an onus on you to make sure the facts are out before the public. I guess I just comment on it. I am not trying to lend any credence to the information I read. I think it is in the record, although I do not believe, Madam Chairman, we had a written submission. I assume the information is there.

What are your comments as an industry? How do you feel relating to those issues I raised?

Mr. O'Brien: First of all, may I say that we in the industry recognize that we have not done a good job of informing the public. Perhaps we feel we have been too busy getting on with the job and have not adequately explained what we feel are the advantages to this country of the nuclear option.

Mrs. Dionne-Marsolais: There are a few points I would like to make here. First of all, the information program will address the waste issue and the safety issue. We will gradually address the issues specifically.

Si vous me le permettez, je m'exprimerai en français. Je voudrais répondre aux préoccupations du public sur ces deux points.

Au niveau du support de l'industrie, vous avez mentionné, je pense, un pourcentage de 13 p. 100.

Mr. Porter: This was the figure used.

Mme Dionne-Marsolais: Voilà.

• 1005

Notre recherche, que M. Harrison a présenté ce matin, indique que 51 p. 100 des Canadiens appuient le choix d'une option nucléaire, fortement ou partiellement. C'est un taux qui est un peu différent. Dans l'ensemble du Canada, on parle de 51 p. 100. C'est très important. C'est une des raisons pour laquelle nous voulons rendre publics les résultats de cette recherche. Il existe une fausse conception, parmi la population, dans la compréhension et l'appui dont jouit l'industrie nucléaire au Canada.

Et, un deuxième point important, je réitère les propos de M. Harrison ce matin. Dans les provinces informées qui ont des centrales nucléaires en opération, en Ontario surtout, l'appui est le plus élevé. Il varie de 62 p. 100 en Ontario, à 66 p. 100 dans la région du Toronto métropolitain.

Ce sont donc des taux très importants. Deux tiers des personnes de Toronto qui vivent près des centrales nucléaires, qui reçoivent continuellement l'information de l'Hydro-Ontario, sont en faveur de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour l'avenir. Ils l'utilisent déjà.

Donc, nous allons donner les résultats des études que nous avons faites, à la population.

[Translation]

considèrent que l'industrie ne fait pas tout ce qu'elle devrait pour assurer la sécurité des Canadiens et rassurer ceux-ci, je pense que c'est à vous qu'il appartient d'y remédier et d'informer le public. C'est juste un point de vue. Je ne dis pas que je crois à tout ce que je lis un peu partout. Je ne pense pas que nous ayons reçu un mémoire écrit à ce sujet, madame la présidente, mais je pense que cette information existe quelque part.

Que pensez-vous de cela, vous qui représentez le secteur nucléaire? Que pensez-vous de tous ces problèmes que j'ai évoqués?

M. O'Brien: Premièrement, nous reconnaissons que nous n'avons pas informé le public autant qu'il l'aurait fallu. Nous nous sommes peut-être trop occupés du travail à accomplir et n'avons pas suffisamment expliqué à la population quels sont les avantages de l'option nucléaire.

Mme Dionne-Marsolais: Je voudrais dire un certain nombre de choses à ce sujet. Premièrement, le programme d'information traitera de la question des déchets et de la sécurité. Nous aborderons ces points de manière très précise.

If I may I would like to say this in French. I would like to answer to the concerns expressed by the public on these two issues.

As far as the expressed support for the industry is concerned, you mentioned 13%.

M. Porter: C'est le chiffre donné.

Mrs. Dionne-Marsolais: Yes.

According to the findings of our research, which Mr. Harrison presented this morning, 51% of Canadians are in favour of a nuclear option, wholly or in part. It is a rather different percentage. For the whole of Canada, we are talking about 51% of the population. That is very important. This is one of the reasons why we want to make public the results of this research. People have a wrong idea about the way the Canadian nuclear industry is perceived and how much support it gets.

Another important point, the statements made by Mr. Harrison this morning. In the educated provinces which have nuclear plants in operation, in Ontario especially, the rate of support is the highest and varies from 62% for the whole of Ontario to 66% in the Greater Toronto.

These are very high percentages. Two-thirds of the Torontonians who live close to nuclear plants and who are kept informed by Ontario Hydro are in favour of the use of nuclear energy in the future. They are already using it.

This is the reason why we want to publish the result of the studies we have conducted.

[Texte]

Concernant les autres points, les coûts sont défrayés par l'industrie. Quand l'Hydro-Ontario construit des centrales nucléaires, elle en paie les coûts. Vous n'avez qu'à le demander aux Ontariens qui paient les factures d'électricité et qui voient un accroissement de la capacité; il y a, comme dans toutes les provinces, un accroissement du coût d'électricité. Mais, cet accroissement est encore de beaucoup inférieur à ce qu'il serait dans une option alternative, que ce soit celle du pétrole ou du charbon.

The Chairman: Did you want to take that one step further from what we were told the other day, Mr. Porter, in regard to the consumer paying?

Mr. Porter: I guess the concern we have is the consumer paying for the involvement in research. I notice one area where you reaffirm that electricity sales will not be subject to federal tax. I have some people who are writing—as I suppose most members have—about their telephone bills. I know it does not fall under the same area, but they get those bills in the mail every month, and a 10% tax is going on there.

I will move on, Madam Chairman. You continue to support free access to the U.S. market for uranium. Do any of you care to comment on the U.S.-Canada free trade agreement, with a view as to how that may affect your industry?

Mr. O'Brien: I am going to ask Nicholas Ediger to respond to that in a moment. First, may I say there is currently free trade in uranium with the United States. Up until 1982, there were restrictions on the amount of foreign uranium—that is, Canadian uranium—that could be used in United States reactors. If free trade does not go through, we are facing very severe restrictions on the use of Canadian and other foreign uranium in the United States, and this is of very severe consequence to the nuclear industry in Canada.

Mr. Ediger: The uranium industry has long advocated open access to the U.S. market. It is the largest market for uranium in the world today. It is a market we understand. We welcome the free trade agreement.

• 1010

There was a trade-off made in that for purposes of the North American market Canada agreed to waive the policy of further processing of Canadian uranium prior to export. We think that is a reasonable trade-off. As a person and as a representative of an industry, I am very supportive of the free trade initiative in all its respects, but particularly as it affects uranium.

Mr. Minaker: I do not know this, and I should. How many years of anticipated supply of uranium have we if the United States started to consume a considerable amount of it? Do we have thousands of years of energy

[Traduction]

As to the other points, the costs are supported by the industry. When Ontario Hydro builds a nuclear plant, it assumes its cost. Just ask the Ontario residents who receive their utility bills and see an increase in capacity; in Ontario like anywhere else, the cost of electricity is increasing. However, this increase is by far less than what the increase would be for an alternative fuel, be it oil or coal.

La présidente: Avez-vous l'intention d'aller un peu plus loin que le témoin de l'autre jour, monsieur Porter, et parler du consommateur qui en fait les frais?

M. Porter: Ce qui nous inquiète, c'est probablement que le consommateur en vienne à payer le coût de la recherche. J'ai constaté que vous aviez affirmé à nouveau que les ventes d'électricité ne seraient pas assujetties à une taxe fédérale. Je reçois des lettres de gens qui se plaignent de leur facture de téléphone, et je ne suis probablement pas le seul parmi les députés. Je sais que c'est un secteur différent, mais c'est le genre de facture que l'on reçoit tous les mois, et il va y avoir une surtaxe de 10 p. 100.

Je termine, madame la présidente. Vous êtes toujours en faveur du libre accès aux marchés américains pour l'uranium. Pourriez-vous nous dire quelle incidence cet accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis va avoir sur votre industrie?

M. O'Brien: Je vais demander à Nicholas Ediger de vous répondre dans un instant. Permettez-moi de vous dire tout d'abord que le marché de l'uranium est déjà libre entre le Canada et les États-Unis. Jusqu'en 1982, il y avait des restrictions sur la quantité d'uranium de source étrangère—c'est-à-dire de source canadienne—qu'on pouvait utiliser dans les réacteurs américains. Si l'accord de libre-échange n'est pas conclu, les conséquences risquent d'être très graves pour l'industrie nucléaire canadienne à cause des restrictions sévères qui seront imposées quant à l'utilisation de l'uranium étranger, donc canadien, aux États-Unis.

M. Ediger: L'industrie de l'uranium réclame depuis longtemps le libre accès au marché américain. Il s'agit aujourd'hui du plus grand marché au monde pour l'uranium. C'est un marché que nous connaissons bien et nous appuyons l'accord de libre-échange.

Un compromis que nous jugeons acceptable a été adopté, le Canada renonçant à toute transformation ultérieure de l'uranium destiné à l'exportation. Nous trouvons ce compromis raisonnable. Personnellement et en tant que représentant de l'industrie nucléaire, j'approuve toutes les initiatives relatives à l'accord de libre-échange, et plus particulièrement en ce qui a trait à l'uranium.

M. Minaker: Je devrais connaître la réponse à la question que je vais vous poser. Au cas où les États-Unis absorbent une quantité considérable d'uranium, combien de temps pensez-vous que nos réserves dureront? Avons-

[Text]

sitting there, or how many? I think that is a concern of the public on free trade, that the United States might be using up all of our energy.

Mr. O'Brien: Again I am going to ask Mr. Ediger to give you a more precise answer, but the general situation is that in addition to the current very high grade and very large deposits of uranium in Canada, particularly in Saskatchewan, one could say there is an almost indefinite life to the reserves, and the reserves we believe can be extended.

Mr. Minaker: Do you mean indefinite as in a thousand years?

Mr. O'Brien: We do not plan that far ahead, but would you like to make an estimate, Nick?

Mr. Ediger: I believe we have sufficient uranium not only to supply an expanded Canadian utilization, but also to supply whatever markets are available to us. The U.S. electric generating industry uses uranium fuel and burns up about 35 million pounds of uranium a year to generate electricity.

Canada produces about 35 million pounds of uranium a year. The U.S. mining industry produces about 12 million pounds of uranium a year at current prices. Prices would have to be very, very high indeed if they ever became self-sufficient in uranium.

Uranium is ubiquitous. If you are prepared to pay \$500 a pound for it, you can get it from sea water. But if you are only prepared to pay \$20 a pound for it, you have to rely to a large extent on some of the very rich deposits available in Saskatchewan and elsewhere in the world. I think uranium is one resource we can confidently export without ever feeling uncomfortable that as Canadians we will lose access to this important source of energy.

Mr. Minaker: So you think there are at least 200 years or more of known reserves.

Mr. Ediger: Certainly. Yes.

Mr. Minaker: Then you almost answered the next question for me. Are we competitive? Are we probably the most competitive country in the world when it comes to providing uranium?

Mr. Ediger: We have some of the highest-grade deposits in the world. We have some of the most modern production facilities in the world. I would say we have the most environmentally sensitive production facilities in the world. Australia, which has similar high-grade deposits, is the only competition we know of at the moment in terms of geology.

Mr. Minaker: So we are talking about a \$700 million a year market, roughly, to the United States.

[Translation]

nous en réserve des milliers d'années ou combien d'années? Quand on parle de libre-échange, c'est là quelque chose qui inquiète la population. à l'idée que les États-Unis risquent d'engloutir toutes nos ressources énergétiques.

M. O'Brien: Je vais redemander à M. Ediger de vous donner une réponse plus précise, mais de façon générale. non seulement nous avons de très vastes gisements d'uranium au Canada, de très haute qualité, en particulier en Saskatchewan, mais nos réserves sont pratiquement illimitées et nous pouvons faire de nouvelles découvertes.

M. Minaker: Par illimité, vous entendez 1,000 ans?

M. O'Brien: On ne prévoit pas si longtemps à l'avance, mais peut-être que Nick pourrait vous en donner une idée.

M. Ediger: Je pense que nous avons suffisamment d'uranium non seulement pour répondre à une demande accrue de la part du Canada, mais également pour ravitailler tous nos clients possibles. L'industrie américaine de l'électricité utilise de l'uranium comme combustible et consomme jusqu'à 35 millions de livres d'uranium par année pour fabriquer de l'électricité.

Le Canada produit environ 35 millions de livres d'uranium par année. L'industrie minière américaine produit environ 12 millions de livres d'uranium chaque année au prix courant. S'ils voulaient se suffire à eux-mêmes en matière d'uranium, les prix grimperaient en flèche.

On trouve de l'uranium partout. Si vous êtes prêt à payer 500\$ la livre d'uranium, vous pouvez en extraire de l'eau de mer. Mais si vous ne voulez pas payer plus de 20\$ la livre, dans une large mesure, vous dépendez des très riches gisements de la Saskatchewan et du reste du monde. Je pense que l'uranium est une des ressources que nous pouvons exporter sans danger, et il n'y a pas de risque que les Canadiens viennent à manquer de cette importante source énergétique.

M. Minaker: Vous pensez qu'on a au moins 200 ans de réserves connues ou plus?

M. Ediger: Très certainement.

M. Minaker: Vous avez pratiquement répondu à ma question suivante. Sommes-nous compétitifs? Est-ce que nous sommes le pays le plus compétitif au monde quand il s'agit d'uranium?

M. Ediger: Nous possédons des gisements qui sont parmi les plus riches au monde. Nous avons des usines qui sont parmi les plus modernes au monde. Nous avons même des usines qui sont probablement les plus sensibles à l'environnement. L'Australie, qui possède des gisements aussi riches que les nôtres, est notre seul vrai compétiteur sur le plan géologique.

M. Minaker: Le marché américain représente donc environ 700 millions de dollars par année?

[Texte]

Mr. Ediger: The United States also buys from Australia and elsewhere in the world. So it is a big market.

Mr. Gagnon: To follow up on this line of questioning with Mr. Minaker and Mr. Porter, of the 85% export, how much is exported to the United States? What percentage?

Mr. Ediger: I think last year about 40% of Canada's uranium exports went to the U.S. Now that will vary. Unlike the Japanese, who buy 20 years ahead, U.S. fuel buyers really do not like to look much beyond the next quarter. So they continue to have a large unfilled demand, and we keep scrambling to see that we can fill it.

• 1015

Mr. Gagnon: We had an interesting presentation and a big book put out by Atomic Energy of Canada Limited. One of the things it pointed out was the construction time in Canada. For instance, here are some numbers for the record: 1970 to 1974, 5 units for construction took 71 months average; 1975 to 1979, 4 units, 69 months; jump from 1980 to 1984, 7 units, 98 months—the third increase in the time; 1986, 2 units, 110 months. Why do we have a progressively longer construction period for nuclear units?

Mr. Harrison: Madam Chairman, there are really two elements to that. Some of the extensions of construction time have been program delays. The period of which Mr. Gagnon speaks was one of those where there was a perception that forecasts of demand had been too pessimistic. The capacity was being added too fast. So there were some program slowdowns. In the case of the Darlington reactor currently under construction, there were also some political considerations which militated in favour of an extension of the period.

The other time extensions have generally been in the nature of regulatory demands by the Atomic Energy Control Board on the safety and other factors of the construction. It is really a combination of factors that has caused a slowdown in construction time.

Mr. Gagnon: If we take out the program delays, do you feel we would be able to return again to a six- or a seven-year construction period?

Mr. Harrison: We would estimate that for what we hopefully call in our industry Darlington B, a second set of units for Darlington, construction would be eight years or better.

Mr. Gagnon: You are still looking at 96 months or less. Is that the target?

Mr. Harrison: Yes. Mr. Wilson reminds me that if there was a need for a step-up in demand, and it may very well be we will have to add demand in Ontario quicker than anticipated, work could be scheduled to go ahead at a

[Traduction]

M. Ediger: Les États-Unis se ravitaillent également en Australie et ailleurs. C'est un marché énorme.

M. Gagnon: Dans la même veine que M. Minaker et Porter, sur les 85 p. 100 d'uranium exporté, quelle est la part des États-Unis? Quel pourcentage exportons-nous?

M. Ediger: Je pense que, l'an dernier, 40 p. 100 des exportations canadiennes d'uranium sont allées aux États-Unis. Mais ça change. Contrairement aux Japonais, qui s'approvisionnent 20 ans d'avance, les acheteurs américains de combustible ne prévoient guère au-delà du trimestre suivant. Il y a donc toujours une grosse demande et nous faisons de notre mieux pour y répondre.

M. Gagnon: L'Énergie atomique nous a fait un exposé intéressant et a publié un gros ouvrage dans lequel on signale entre autres les délais de construction au Canada. Je vous cite certains chiffres pour le compte rendu: de 1970 à 1974, la construction de cinq centrales a pris en moyenne 71 mois; de 1975 à 1979, la construction de quatre centrales a pris 69 mois; de 1980 à 1984, la construction de sept centrales a pris 98 mois; en 1986, la construction de deux centrales a pris 110 mois. Pourquoi les centrales nucléaires prennent-elles de plus en plus de temps à construire?

M. Harrison: Madame la présidente, il y a deux raisons à cela. Les retards de la construction sont en partie imputables à des retards dans les programmes. La période mentionnée par M. Gagnon est une de ces périodes où l'on estimait que les prévisions de la demande avaient été trop pessimistes et où l'accélération des travaux s'est faite trop rapidement. Il y a donc eu certains ralentissements de programmes. Dans le cas du réacteur Darlington qui est en voie de construction, il y a eu également des considérations d'ordre politique qui ont milité en faveur d'un prolongement de la période de construction.

Dans les autres cas, les retards sont probablement imputables aux exigences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique en matière de sécurité ainsi qu'à la construction elle-même. C'est donc une combinaison de facteurs qui est responsable du ralentissement des travaux.

M. Gagnon: Si on met de côté les retards relatifs aux programmes, pensez-vous qu'on pourrait revenir aux anciens délais, soit de six à sept ans?

M. Harrison: Ce serait probablement le cas pour ce que nous appelons dans l'industrie, Darlington B, un deuxième ensemble de centrales pour Darlington, dont la construction prendrait huit ans au maximum.

M. Gagnon: Autrement dit, un maximum de 96 mois. Est-ce là votre objectif?

M. Harrison: Oui. M. Wilson me rappelle qu'en cas de hausse de la demande, il se peut fort bien que la demande croisse plus rapidement que prévu en Ontario, les travaux pourraient être accélérés. Si l'on décidait d'entamer ces

[Text]

faster pace. We would estimate this is probably about what we could do. If the decisions are made in 1988, the units would be in service in 1995 or 1996.

Mr. Gagnon: How would that compare to a hydro project of similar capacity?

Mr. Harrison: I am really not qualified to answer, Madam Chairman. I am sure you are delighted to hear that from a witness.

Mr. I. Wilson: If we are talking about something on the scale of the James Bay phase 1 project, I believe that project was built over something like an eight-year period. It would be of a similar construction time.

Mr. Gagnon: Do you feel your industry should have certain more special benefits or treatment than any other energy source?

Mr. O'Brien: I think there is more than one answer to that because the industry has more than one facet. It has the uranium side and the nuclear technology side. From the standpoint of the uranium side, the producers have not been seeking government assistance other than trying to make sure the markets are open.

• 1020

On the nuclear technology side, I think a good case can be made for supporting research and development. Mr. Harrison will have more to say on that.

Mr. Harrison: The only element I would add is government support for loan guarantees. I stress that area of the industry does not require grants. It is a question endemic throughout the world; any exporting country which desires to be successful in international markets has to have a solid financing program in place.

It is not just the Canadian nuclear industry that has run into trouble in its export orders through competition from other countries; other elements of Canadian industry in many cases have had some similar problems getting financing to compete in the international market.

Mr. O'Brien: I am going to ask Mr. Ediger to make a supplementary response. I would like to comment also that our chief competitors in nuclear technology are strongly supported by their governments, for example France and Germany.

Mr. Ediger: I do not think that when we talk about research we should focus narrowly on nuclear technology. We are really talking about metallurgical technology, about a better understanding of how electrons move, and all research benefits.

I think we lose sight of the fact for example that the Canadarm we are so proud of grew out of the CANDU fuelling machine. The technology and the expertise that Spar Aerospace developed, and Dillworth and others, ended in the technology that formed the basis for the Canadarm. The work that is done on pressure tubes has other applications.

[Translation]

travaux en 1988, les centrales entreraient en activité en 1995-1996.

M. Gagnon: Comment ces délais se comparent-ils à ceux d'un projet hydro-électrique de capacité similaire?

M. Harrison: Je ne peux vous répondre, madame la présidente. Je serais ravi qu'un témoin me donne la réponse.

M. I. Wilson: Si nous parlons d'un projet de l'envergure de celui de la Baie James, je pense que la construction a pris environ huit ans. Autrement dit, les délais seraient comparables.

M. Gagnon: Pensez-vous que votre industrie devrait jouir d'avantages particuliers ou d'un traitement spécial par rapport à d'autres industries énergétiques?

M. O'Brien: Je pense qu'il y a plus d'une réponse à cette question car l'industrie a plus d'une facette. Elle a la facette uranium et la facette nucléaire. Du côté nucléaire, les producteurs n'ont rien demandé au gouvernement sauf de leur assurer des débouchés.

Côté nucléaire, je pense qu'on pourrait faire plus en matière de recherche et de développement. M. Harrison vous en dira plus long là-dessus.

M. Harrison: Je vous parlerai simplement des prêts garantis par le gouvernement. Je précise que ce secteur de l'industrie n'a pas besoin de subventions. Le problème est le même partout; tout pays exportateur qui veut trouver son créneau sur les marchés internationaux doit tout d'abord avoir une base financière solide.

Parmi les industries canadiennes, il n'y a pas que l'industrie nucléaire qui ait eu des problèmes à l'étranger à cause de la concurrence; d'autres secteurs ont connu des difficultés similaires sur le plan financement afin de faire concurrence sur les marchés internationaux.

M. O'Brien: Je demanderais à M. Ediger de compléter la réponse. J'aimerais également préciser que nos principaux concurrents en matière de technologie nucléaire, soit la France et l'Allemagne, sont solidement appuyés par leurs gouvernements.

M. Ediger: Je ne pense pas que lorsque nous parlons de recherche, nous devrions voir cela uniquement sous l'angle de la technologie nucléaire. Nous parlons en fait de technologie en métallurgie, d'une meilleure compréhension des électrons et des avantages de la recherche en général.

Je pense que nous perdons de vue le fait que ce Canadarm dont nous sommes si fiers est le fils du réacteur CANDU. La technologie et l'expertise mises au point par Spar Aérospatial, Dillworth et d'autres, ont jeté les bases de Canadarm. Les recherches effectuées sur les conduites de pression ont d'autres applications.

[Texte]

I am an advocate of more research in all areas. The work being done for example—and I am sure there are people better qualified to speak than I—at Chalk River today has potential spin-offs in a lot of areas that you would not categorize as nuclear technology.

I want to throw that in because it is not a case of government funds supporting the nuclear industry in the area of research, it is the government promoting more research.

Mr. Gagnon: There is no doubt that Canada as a society has to increase its research and development, nuclear just being one facet of it. When you talk about Turkey, about winning a contract, you ask for government guarantees. If you could quantify somewhat: how much, at what interest rate, and for how long?

Mr. Harrison: I suggest to the committee that they refer that question to Atomic Energy of Canada Limited which has been actively involved in the order whereas we have not, but I could perhaps give you a rough estimate.

We understand the Canadian guarantee portion would be confined to 20% of the total, while the Turkish government would be prepared to give a sovereign guarantee on 80% of the plant. The cost would be in total in the order of around \$1 billion or slightly less for this plant, and the term would be approximately 15 years.

I stress that is an estimate. There are people more expert than me who could give you definitive terms, but I think I am in the ballpark.

Mr. Gagnon: Mr. Harrison, do you know what interest rate they would be looking for?

Mr. Harrison: No, I do not know the answer to that at all. I think generally speaking these sovereign loans are given at concessionary rates of interest.

• 1025

Mr. Gagnon: If we could follow along on the CANDU 300, why is it so important to have one of these models built?

Mr. Harrison: Madam Chairman, the issue here is really what market is available for the future for Canadian power reactors. Generally speaking, in the western world there are really only two types of reactor designs that have sold internationally: the American designs and the Canadian designs. I am leaving aside the Russian design, which has been sold to certain Communist countries. Canada accounts for something between 5% and 6% of the export sales of reactors worldwide, which is certainly a good performance of our industry, compared to our export successes in other industries.

We have to look to those countries where there is an opportunity to buy a new type of reactor. Once a country is sold—if you will pardon the term—on a reactor design, such as the French are sold on basically an American

[Traduction]

Je suis en faveur d'accroître la recherche dans tous les secteurs. Je vous dirais, même s'il y a d'autres experts que moi en la matière, que ce qui se fait aujourd'hui à Chalk River aura probablement des retombées dans toutes sortes de secteurs qui n'ont pas vraiment à voir avec la technologie nucléaire.

Si j'avance cet argument, parce qu'il ne s'agit pas pour le gouvernement de financer la recherche dans l'industrie nucléaire, mais simplement de financer la recherche tout court.

M. Gagnon: Il ne fait pas de doute que la société canadienne doit faire plus de recherche et de développement et que la recherche dans le domaine nucléaire n'en n'est qu'une facette. Lorsque vous parlez de la Turquie, et des possibilités de contrats, vous avez besoin de garanties du gouvernement. Pourriez-vous nous dire ce que cela représente, la durée et le taux d'intérêt?

M. Harrison: Je suggère au membre du Comité de renvoyer la question à l'Énergie atomique du Canada qui s'occupe directement de cette commande, ce qui n'est pas notre cas; je pourrai tout de même vous donner une idée approximative.

Apparemment, le Canada ne garantirait que 20 p. 100 de toute l'usine, contre 80 p. 100 pour le gouvernement de Turquie. L'usine coûterait environ 1 milliard de dollars, ou un peu moins, et la durée serait de 15 ans environ.

Je le répète, il s'agit là de chiffres approximatifs. C'est une idée assez juste néanmoins, même si des experts vous donneraient des chiffres plus précis.

M. Gagnon: Monsieur Harrison, savez-vous quel taux d'intérêt est envisagé?

M. Harrison: Non, je l'ignore. De façon générale, les prêts consentis par les gouvernements sont accordés à des taux préférentiels.

M. Gagnon: Si nous pouvions continuer au sujet du CANDU 300, pourquoi est-ce si important de construire un de ces modèles?

M. Harrison: Madame la présidente, il s'agit de savoir quel marché existe pour les futurs réacteurs canadiens. De façon générale, il n'y a que deux modèles de réacteurs des pays de l'Ouest qui se sont vendus sur le plan international: les modèles américains et les modèles canadiens. Je ne parle pas du modèle russe, vendu à certains pays communistes. Le réacteur canadien représente 5 à 6 p. 100 des d'exportations de réacteur à l'échelle mondiale, ce qui donne une assez bonne position à notre industrie comparativement au succès d'autres industries sur le plan des exportations.

Nous devons chercher dans quel pays on voudra éventuellement acheter le nouveau genre de réacteur. Une fois qu'un pays est emballé—si vous me pardonnez l'expression—par un modèle de réacteur, comme le sont

[Text]

design they have modified and developed, as are the Japanese and Germans, those countries and their manufacturing and technical infrastructure become committed to that sort of design, and so do their regulators, to a certain extent.

Therefore, we have to look for new markets. When you look at new markets, you are basically then looking at the developing countries. Those countries often do not have the domestic infrastructure in terms of electrical grids and support systems, where a very large reactor would be suitable for them at all. It might form too big a part of their system.

The designers in Canada have determined that a 300 megawatt reactor would be a good size for many developing countries, which represent the potential market. It is not a question of going down because of any concerns other than to find a system that is suitable to the size of the country's economy and its infrastructure, and in particular, its electrical grid.

It is interesting, Madam Chairman, that the Americans have reached a similar conclusion. They announced in Vienna in September that they were launching two major study programs for the 600 megawatt reactor size. There were two study teams, one headed by GE and one headed by Westinghouse, each with major Japanese firms as partners.

This is in contrast to the reactors they are building domestically and in the developing countries of 1100 and 1300 megawatts. They too have recognized that in order to penetrate the world market, they have to go for some smaller units.

Mr. Gagnon: Is there a trade-off in this economic scale when you go to a smaller unit?

Mr. Harrison: To a certain extent, this is true. A smaller unit will possibly tend to have a slightly higher cost per kilowatt-hour. Again, I would have to defer to the designers. I do not have the figures on them now.

All I can say is that the information I have seen is that even so, these costs are very, very, competitive with any alternate form of producing electrical energy in those countries concerned.

Mr. Gagnon: When you say support for the commitment of construction, what specifically are you asking for? Are you talking about a moral support? Are you talking about a dollars-and-cents support? I am still following up on the CANDU 300 level of support for the commitment of construction. What kind of support is the association looking for?

Mr. Harrison: On the domestic side, we really look for an agreement between federal and provincial governments, which would cover the construction of a reactor, and for an agreement to purchase or to sell the power resulting from the reactor. In other words, We look upon it as a business-like proposition where there is a market either in a province or in several provinces for the energy to be produced. It will have to be a joint

[Translation]

les Français par un modèle américain qu'ils ont modifié et amélioré, de même que les Japonais et les Allemands, ces pays de même que leur infrastructure de fabrication s'engagent en quelque sorte envers ce modèle, ainsi que la réglementation dans une certaine mesure.

Il nous faut donc chercher de nouveaux marchés. Pour ce faire, on regarde surtout du côté des pays en voie de développement. Bien souvent ces pays n'ont pas d'infrastructure comme des réseaux électriques et des systèmes de soutien, justifiant l'achat d'un gros réacteur. Ce dernier aurait trop d'importance dans leur système.

D'après les constructeurs canadiens, un réacteur de 300 mégawatts conviendrait très bien à beaucoup de pays en voie de développement, qui constituent le marché éventuel. Il ne s'agit pas de diminuer la puissance pour d'autres raisons que de trouver le système adapté à l'importance de l'économie du pays, à son infrastructure et surtout à son réseau électrique.

Il convient de souligner, madame la présidente, que les Américains en sont arrivés à la même conclusion. Ils ont annoncé à Vienne en septembre qu'ils lançaient deux programmes d'étude importants pour des réacteurs de 600 mégawatts. Deux équipes de travail ont donc été formées, une dirigée par GE et l'autre par Westinghouse, chacune ayant comme associée une société japonaise importante.

La situation est toute à fait différente pour les réacteurs de 1100 et 1300 mégawatts construits dans leur pays et dans les pays en voie de développement. Ils ont aussi reconnu qu'il leur fallait construire de plus petits unités pour pénétrer le marché mondial.

M. Gagnon: Est-ce qu'il y a des changements dans l'économie d'échelle si on construit de plus petites unités?

M. Harrison: C'est vrai, dans une certaine mesure. Une plus petite unité coûte probablement un peu plus cher le kilowatt-heure. Là encore, il faut interroger les concepteurs. Je n'ai pas ici les chiffres pertinents.

Tout ce que je peux vous répondre c'est que d'après l'information que j'ai consulté, les coûts sont quand même très concurrentiels par rapport à toute autre forme d'énergie électrique produite dans les pays intéressés.

M. Gagnon: Lorsque vous demandez un appui envers ces efforts de construction, que voulez-vous dire au juste? S'agit-il d'un appui moral? Ou plutôt d'un appui en dollars et en cents? Ma question fait suite à cette déclaration d'appui pour la construction de réacteurs CANDU 300. Quel appui l'Association demande-t-elle?

M. Harrison: Sur le plan intérieur, nous voulons vraiment obtenir un accord entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux pour ce qui est de la construction du réacteur et de l'achat ou de la vente de l'énergie produite par ce réacteur. Autrement dit, nous voyons cela comme une proposition commerciale là une province ou plusieurs provinces représente un marché éventuel. Il faudra que ce soit un accord conjoint étant

[Texte]

agreement because of the provincial power over resources: federal and provincial governments would have to agree upon some formula for funding that.

• 1030

Mr. Gagnon: Is uranium covered under GATT?

Mr. O'Brien: We have never had a question arise from that, because uranium has essentially been traded freely.

Mr. Ediger: Before the trade talks were well underway, the U.S. government was threatening to take Canada to GATT because the further processing policy was in contravention of GATT. That was their claim.

Mr. Minaker: So it is covered by GATT.

Mr. Ediger: As far as I know, every commodity is covered by GATT.

Mr. Hopkins: There is an old saying that the pessimist sees a difficulty in every opportunity, while the optimist sees an opportunity in every difficulty. Let us take a look at the difficulties surrounding Chernobyl and Three Mile Island. First Chernobyl: it was built very rapidly, without proper knowledge or research into built-in safety features. You had a disaster that spread around the world and gave the whole nuclear industry a bad name.

I suppose one could say there was an opportunity in that disaster, in that it showed the Russian people that the government was not all perfect and, to a certain degree, laid the groundwork for the promotion of disarmament. It showed a disorganization of the industry. It was real food for thought for those campaigning against the nuclear industry in general, and certainly against nuclear energy.

You have mentioned education, but there is a real challenge in overcoming it. How is the nuclear industry in Canada approaching this with regard to promoting our CANDU reactor and the energy derived therefrom? How are you handling the comparison here?

Mr. O'Brien: This accident has had a number of effects. It has increased international co-operation among the various countries, in particular in the comparison of the features of the various reactors built around the world. I can say quite confidently that the reactors in the United States, Canada, and Europe are all designs that most of the population, certainly all of the operators, have very strong confidence in.

Mr. Hopkins: How are you planning to cope with this in order to turn around the bad image that was given to nuclear energy and safety? How will this affect the public's view of the CANDU reactor?

[Traduction]

donné que les provinces ont compétence en matière de ressources: le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux devront se mettre d'accord sur une formule de financement.

M. Gagnon: Est-ce que l'uranium est mentionné dans les accords du GATT?

M. O'Brien: La question ne s'est jamais posée, que l'uranium s'est surtout vendu librement.

M. Ediger: Avant même qu'on commence à parler de libre échange, le gouvernement américain menaçait de traduire le Canada devant le GATT parce que la politique de traitement additionnel contrevenait aux politiques du GATT. C'était ce que disaient les Américains.

M. Minaker: Il en est donc question dans les accords du GATT.

M. Ediger: Pour autant que je sache, tout produit en fait partie.

M. Hopkins: D'après un vieux dicton, le pessimiste voit des difficultés à chaque tournant, alors que l'optimiste voit des occasions dans chaque difficulté. Prenons la question des difficultés qui ont entouré Chernobyl et Three Mile Island. Prenons d'abord, Chernobyl: la centrale a été construite très rapidement, sans qu'on ait vraiment les connaissances appropriées ni qu'on fasse de recherches sur les dispositifs de sécurité. Voilà un désastre dont les retombées ont fait le tour du monde et qui donne à toute l'industrie nucléaire un mauvais nom.

On pourrait dire je suppose, que ce désastre a créé une occasion, dans ce sens qu'il a montré aux Russes que leur gouvernement n'était pas si parfait, et dans une certaine mesure il a favorisé le désarmement. Ce désastre a également montré que l'industrie était désorganisée. Il a fourni matière à réflexion pour ceux qui militaient contre l'industrie nucléaire en général et bien sûr contre l'énergie nucléaire.

Vous avez parlé d'éducation, mais elle pose un défi réel. Comment l'industrie nucléaire du Canada aborde-t-elle cette situation, pour promouvoir le réacteur CANDU et l'énergie produite par cette filière? Comment répondre à la comparaison qu'on peut faire?

M. O'Brien: L'incident a eu de nombreux effets. Il a favorisé la coopération internationale entre les divers pays et surtout il a permis de comparer les caractéristiques des différents réacteurs construits dans le monde entier. Je suis tout à fait certain que la plupart des gens, très certainement tous les exploitants, font vraiment confiance aux réacteurs construits aux États-Unis, au Canada et en Europe.

M. Hopkins: Que prévoyez-vous pour faire face à cette situation afin de changer la mauvaise réputation de l'énergie nucléaire et de sa sécurité? Comment peut-on modifier l'opinion publique au sujet des réacteurs CANDU?

[Text]

Mr. Harrison: First of all, there are major differences between our reactors and the Chernobyl one, which used graphite blocks that caught on fire. So most of the 31 people who died, died from burns—either radiation burns or plain fire burns—and the majority of them were firemen.

• 1035

The Canadian reactor is, of course, a quite different design, and that is a first line of defence, if you like, on the comparison. The second line of defence is improved operator training. One of the things we are going to stress in discussing reactor safety with the public is the great care and repetition involved in operator training.

But coming back to the start of your comments, Mr. Hopkins, I think one of the reasons we have seen a rebound, an improvement in public opinion throughout the world since Chernobyl, is that it was not as bad as many of the doomsayers said it would be. It was a very bad accident—31 people died and there are still people suffering from radiation burns—but the world did not end. And I think the public, which to a certain extent had been led to believe this type of accident would be a worldwide catastrophe, said, well, yes, it is bad, but it is not as bad as we had been led to believe; it is not as bad, perhaps, as it could have been. So we see this strange phenomenon that after the worst accident in history there is an improvement in public perception.

Now, why should that be so? I think part of it is that it alerted the industry to the fact that it had to do a better job in informing the public. And this, too, is a worldwide phenomenon—that in every country of the world there has been improved public information, stimulated in large part by Chernobyl. The British have embarked on a major program, the French as well. The Americans are involved in a massive public information program. The Japanese are taken literally from kindergarten through to old people's homes on nuclear energy. We too are doing our part to better inform the public.

The good news, the opportunity, is that the public wants to know. So we clearly have a mandate within our industry to inform the public. Most importantly, we have a very receptive public that says, yes, we want to know. Eighty-seven percent of the public indicates a desire to know, as opposed to 13% that do not want to know. There is, of course, a gradation within those; some want to know a lot, some a little. But that is probably the most encouraging good news inside the bad news that you referred to.

Mr. Hopkins: That gave you an opportunity, too, to talk about the built-in safety features of the CANDU

[Translation]

M. Harrison: Premièrement, il y a des différences importantes entre nos réacteurs et les réacteurs de Chernobyl, ces derniers utilisaient des blocs de graphite qui ont pris feu. Par conséquent, la plupart des 31 personnes décédées sont mortes de brûlures, soit de brûlures ordinaires, soit de radiations, et la majorité d'entre elles étaient des pompiers.

Bien entendu, le réacteur canadien est de conception tout à fait différente et c'est là, si vous voulez, le premier argument qu'on peut avancer. Le deuxième argument est que les employés reçoivent une meilleure formation. Quand nous aborderons la question de la sécurité des centrales nucléaires avec la population, nous allons souligner le soin particulier que nous accordons à la formation des employés et les révisions dont elle fait l'objet.

Mais pour revenir à vos premiers commentaires M. Hopkins, je pense que nous avons assisté à un renversement de l'opinion publique après Chernobyl, parce que les gens se sont rendus compte que la catastrophe n'était pas aussi grave que le laissaient entendre les prophètes de malheur. C'est un très grave accident puisque 31 personnes sont mortes et que d'autres souffrent encore d'irradiation, mais ce n'est pas la fin du monde. Et je crois que la population qui, dans une certaine mesure, s'attendait à ce que ce type d'accident soit une catastrophe mondiale, s'est rendue compte que l'accident n'était pas aussi grave qu'on le croyait; que l'accident n'était peut-être pas aussi grave qu'il aurait pu l'être. Il est donc étrange que l'opinion publique soit plus favorable après le pire accident que l'on ait jamais connu.

Comment cela peut-il s'expliquer? Je crois que cela vient en partie du fait que l'industrie a réalisé qu'elle devrait mieux informer la population. Dans tous les pays du monde, l'industrie a réagi de cette manière et a décidé, en grande partie suite à l'accident de Chernobyl, de mieux informer la population. Les anglais ont lancé un important programme d'information, les français également. Les américains, quant à eux, ont mis sur pied un énorme programme d'information de la population. Les japonais informent toute la population sur l'énergie nucléaire, du jardin d'enfants aux personnes âgées. De notre côté, nous faisons notre part pour mieux informer la population.

La bonne nouvelle dans tout cela, c'est que le public veut savoir. Notre industrie nous donne donc pour mission d'informer le public. Mais surtout, le public est très réceptif et il veut être informé. Quatre-vingt-cinq p. 100 des gens veulent être informés et seulement 13 p. 100 ne veulent pas en parler. Bien entendu, il faut faire des nuances. Certains veulent beaucoup d'informations, d'autres un peu moins. C'est probablement l'aspect positif le plus encourageant de la mauvaise nouvelle à laquelle vous faites allusion.

M. Hopkins: Cela vous a donné également l'occasion de parler des dispositifs de sécurité du réacteur CANDU

[Texte]

reactor and its record. You made an important point there when you talked about it promoting co-operation internationally. I think we should remember that even during the dark ages, the science community was one community in the world that continued to talk among themselves about their developments, and they were about the only people at one stage in the dark ages who really held the international community together. I think we could go back and study that period.

What role have governments in the past asked the Canadian Nuclear Association to play in the sale of CANDU reactors internationally? Have you ever been asked to play a special role in that, or been asked to go on a sales group, to explain things to other industrialists in other countries and so on? What kind of public relations do they have here?

Mr. O'Brien: The Canadian Nuclear Association does not do any selling, but its member companies of course do. The CNA has been asked to attend on a number of missions in the past, government-sponsored missions and other missions undertaken by AECL. The president and chairman of the association have attended a number of those over past years, and possibly Ian is familiar with some examples.

Mr. I. Wilson: I know the most recent example was the president of the CNA attending a seminar in Indonesia with respect to educating the people there about what Canada had to offer, and all its elements. We also work with a sister organization called the Organization of CANDU Industries, which also works with the CNA and AECL in trade missions abroad.

• 1040

Mr. O'Brien: Another aspect in which we are active is meeting with foreign groups and foreign missions and arranging contacts for them. These requests often come to the CNA through the Departments of External Affairs or Energy, Mines and Resources. We are recognized by the federal and provincial governments as a body representing the industry.

Mr. Harrison: The Canadian Nuclear Association is also recognized as a non-governmental observer to the International Atomic Energy Agency in Vienna. This agency, as I am sure you know, is an intergovernmental agency with some 113 countries involved.

Our association and a number of other non-governmental organizations are recognized. As you may also know, one of the deputy directors general of the agency in Vienna is a Canadian, John Jennekens, who was president of the Atomic Energy Control Board. There are many Canadian connections there among people who have worked with the agency for a number of years and

[Traduction]

et des bons résultats qu'ils fournissent. Vous avez touché un point important dans ce dont vous avez parlé, encourager la collaboration internationale. Il faudrait rappeler que même au moyen âge, la communauté scientifique était internationale et que ces divers représentants ont communiqué entre eux. Au moyen âge, les scientifiques étaient à peu près les seuls à former une communauté internationale. Je pense que nous devrions faire un retour en arrière et nous inspirer de cette période.

Quel est le rôle que les gouvernements antérieurs ont demandé à l'Association nucléaire canadienne de jouer dans la vente de réacteurs CANDU aux autres pays du monde? Vous a-t-on déjà demandé de jouer un rôle spécial ou de prendre part à certains groupes d'experts pour présenter notre matériel aux industriels des autres pays, etc? Quel est le type de relations publiques mis en oeuvre?

M. O'Brien: L'Association nucléaire canadienne ne participe pas elle-même aux ventes, mais ses membres se livrent, bien entendu, à de telles activités. L'Association a déjà été sollicitée pour participer à un certain nombre de missions, parrainées par le gouvernement, ainsi qu'à d'autres missions entreprises par l'EACL. Le président et le président du conseil de l'association ont participé à quelques missions de ce type depuis quelques années et Ian pourrait peut-être donner quelques exemples.

M. I. Wilson: L'exemple le plus récent que je puisse citer est le colloque auquel a participé le président de l'Association en Indonésie pour présenter à la population le matériel que le Canada pouvait offrir. Nous travaillons également avec une organisation soeur, l'Association des industries CANDU, qui travaille en collaboration avec l'ANC et l'EACL lors de missions commerciales à l'étranger.

M. O'Brien: Nous nous occupons également de rencontrer les groupes et les missions étrangères et de leur faciliter les contacts ici. Ces demandes parviennent bien souvent à l'ANC par l'intermédiaire des ministères des Affaires extérieures ou de l'Énergie, Mines et Ressources. Les gouvernements fédéral et provinciaux reconnaissent que nous sommes un organisme représentatif de ce secteur industriel.

M. Harrison: L'Association nucléaire Canadienne a également le statut d'observateur non-gouvernemental auprès de l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne. Cette agence, vous le savez certainement, est une agence intergouvernementale qui regroupe 113 pays.

Notre association ainsi qu'un certain nombre d'organismes non-gouvernementaux sont reconnus. Vous le savez peut-être aussi, un des sous-directeurs généraux de l'agence à Vienne est un canadien, M. John Jennekens, qui fut président de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Les personnes qui ont travaillé avec cette agence pendant plusieurs années entretiennent de

[Text]

who underline Canada's acceptance in the international community as a leader, particularly in exchanges of technology and information, and also as a leader in the Non-Proliferation Treaty, which is administered by the agency.

The Chairman: I have a supplementary question in regard to the pros and cons of the Chernobyl accident. Sweden recently has decided to withdraw nuclear power in regard to its generation of electricity. I do not have any idea of what the alternative source would be. Is this a direct response to Chernobyl? Do you have any statement on it?

Mr. O'Brien: Yes. First of all, a number of the participants here are also members of another body, the Uranium Institute, in which the Swedish electric power utilities are very active. The Swedish program of reducing over time the number of nuclear reactors has been in effect for a number of years and a number of years prior to the Chernobyl accident. It is really a political decision that is going to be carried out one or two reactors at a time.

It is contingent on a number of elements. I have no doubt they will probably close two units. Whether they close additional units remains to be seen. As yet they do not have alternative sources to replace the nuclear power, which is so important to them.

Please bear in mind that the options open to a country like Sweden are different from those that are open to many other countries. Sweden is a relatively small country in population. Its population is less than that of Ontario. It is an advanced country in many ways but, quite frankly, most of us in the nuclear industry do not see how it is going to replace much of its nuclear power.

The Chairman: The alternative source has yet to be decided, does it not?

Mr. O'Brien: Yes, this is right. There are a lot of developments. Those developments, in my view, will also depend a great deal on the political party that is in power in the future. Nicholas Ediger is quite familiar with the Swedish situation. It has been and perhaps still is a supplier to the nuclear industry there.

• 1045

Mr. Ediger: I can only add to what Mr. O'Brien has said, that they are not purchasing Canadian uranium on a timetable which would suggest an immediate phasing out of this important source of energy.

Mr. Minaker: Madam Chairman, I just have a couple of brief questions on the financing part of it and then I would like to get into waste.

[Translation]

nombreuses relations avec des canadiens et ils reconnaissent le rôle de leader que joue le Canada dans la communauté internationale, en particulier en matière d'échange de technologie et d'information, mais aussi en tant que membre influent du traité de non-prolifération qui est également administré par l'Agence.

La présidente: Je voudrais poser une autre question sur les répercussions de Chernobyl. La Suède a récemment décidé d'arrêter la production nucléaire d'électricité. Je ne connais pas la nature de la source de remplacement. Cette décision a-t-elle été prise à la suite de Chernobyl? Pouvez-vous expliquer cette décision?

M. O'Brien: Oui. Tout d'abord, un certain nombre de participants ici sont également membres d'un autre organisme, l'Uranium Institute, auquel participent très activement les sociétés suédoises qui produisent de l'électricité. Le programme suédois de réduction progressive du nombre des réacteurs nucléaires existe depuis quelques années et existait avant l'accident de Chernobyl. Il s'agit en fait d'une décision politique qui stoppera les activités d'un ou deux réacteurs à la fois.

Cette décision s'inspire d'un certain nombre d'éléments. Il est à peu près assuré qu'ils vont fermer deux unités. Il n'est pas sûr qu'ils décident d'en fermer d'autres. À l'heure actuelle, ils n'ont pas de sources énergétiques pour remplacer l'électricité nucléaire, qui est donc très importante pour eux.

Il convient de rappeler que les options qui s'ouvrent à un pays comme la Suède sont fort différentes de celles dont peuvent disposer la plupart des pays. La Suède est un pays relativement petit en termes de population. Sa population est inférieure à celle de l'Ontario. C'est un pays qui est avancé sur plusieurs plans mais la plupart des personnes qui connaissent bien l'industrie nucléaire ne voient vraiment pas par quoi la Suède pourrait remplacer son énergie nucléaire.

La présidente: Il n'y a pas eu de décision sur les sources énergétiques de remplacement, c'est bien cela?

M. O'Brien: Oui, c'est cela. Il existe de nombreuses possibilités. J'estime que ces possibilités dépendent beaucoup du parti politique qui prendra la pouvoir prochainement. Nicholas Ediger connaît fort bien la situation en Suède. Il était, et peut-être l'est-il encore, un fournisseur pour l'industrie nucléaire dans ce pays.

M. Ediger: Je peux seulement ajouter à ce que M. O'Brien a dit, que leurs prévisions d'achat d'uranium canadien ne permet en rien de supposer qu'il faille entreprendre immédiatement d'éliminer progressivement cette importante source d'énergie.

M. Minaker: Madame la présidente, j'ai une ou deux brèves questions à poser sur l'aspect financier, et je voudrais ensuite aborder la question des déchets.

[Texte]

Madam Chairman, could I ask the witnesses whether the nuclear industry world-wide is similar to the aerospace industry? I know this was a problem for Canada in trying to provide aircraft to different countries. It made it almost impossible for us to compete, because people like the United States or Russia would offer very low-interest loans. Is that now the situation in the nuclear industry world-wide when we try to provide a reactor?

Mr. Harrison: I think the situation is a little different in that we are past the stage of initial market penetration. In the major countries like Japan, France, and Germany, the process was done with technology transfer and that process is now starting in Korea as well. The domestic countries—Japan, France, Germany—have taken the basic American design and refined it, improved it and adapted it to their own country. Then they become competitors with the United States in the world market.

The focus has shifted quite a bit. Indeed, as I mentioned in the case of the Turkish Akkuyu reactor, it came down to a short list of two, with Germany and Canada being on it. The Americans were not in on the final bidding.

To a certain extent the low-interest loans are still a feature when a country sees its domestic manufacturing and technological infrastructure being enhanced by an export sale. Then Japan incorporated or Germany incorporated will get behind the deal, as Mr. O'Brien indicated earlier.

Mr. Minaker: Is it against trading regulations to put a package together? In other words, when you buy a reactor you are really buying an engine that produces power and needs fuel. Can you tie the supply of fuel with the engine of power over, say, five or ten years where there would be escalation clauses for the supply of the uranium but guaranteed... that you could put a whole package together so they could see what it was worth in terms of dollars and cents over a period of time? Has such a package been put together, or is it against trading regulations?

Mr. O'Brien: No. As far as I know there are not yet any restrictions. But bear in mind that the nuclear—let us say, the CANDU—side of the industry is quite separate from the uranium-producing side. If any such arrangement were made, it would have to be made by AECL with one or more of the producers.

Mr. Minaker: Would that not be an attractive package, a total package, in terms of being able to advise a customer that you have your supply of fuel and this is what it would cost and this is the amount that we are prepared to go to in terms of assisting in the financing? To some degree would that not make us more competitive than just say Japan supplying the engine?

[Traduction]

A l'échelle mondiale, l'industrie nucléaire est-elle analogue à celle de l'aérospatiale? Je sais que le Canada a rencontré certaines difficultés à cet égard en ce qui a trait au commerce des avions avec différents pays. Le fait que des pays comme les États-Unis ou la Russie, par exemple, offrent des prêts à des taux d'intérêt dérisoires nous élimine presque totalement de la course. Cette situation se répète-t-elle aujourd'hui pour les réacteurs nucléaires?

M. Harrison: La situation me paraît quelque peu différente compte tenu du fait que nous avons dépassé le stade de la pénétration initiale du marché. Dans les pays importants, comme le Japon, la France et l'Allemagne, on a adopté la formule des transferts technologiques, et la Corée vient tout juste d'adopter aussi cette formule. Le Japon, la France et l'Allemagne ont adopté la formule américaine, l'ont améliorée, et l'ont adaptée à leurs besoins. C'est ainsi qu'ils sont devenus des concurrents des États-Unis sur le marché mondial.

Le centre d'intérêt s'est considérablement déplacé. En effet, comme je l'ai mentionné, dans le cas du réacteur destiné à la Turquie, il n'y avait plus que deux concurrents en bout de course, le Canada et l'Allemagne. À la fin les Américains n'ont pas été appelés à faire d'offres.

Les pays ont encore recours, dans une certaine mesure, à la formule des prêts à faible intérêt quand ils constatent que l'exportation pourrait leur permettre d'améliorer l'infrastructure manufacturière et technologique. Le cas échéant, les États, Japon ou Allemagne, interviennent, comme le disait plus tôt M. O'Brien.

M. Minaker: Est-ce aller à l'encontre des règles commerciales que d'offrir autre chose en même temps qu'un réacteur? Autrement dit, quand on achète un réacteur, on achète en fait un système qui produit de l'énergie et qui, pour se faire, consomme un combustible. Peut-on offrir en même temps que le réacteur, un approvisionnement en uranium d'une durée de cinq ou dix ans, par exemple, un approvisionnement garanti, moyennant un certain nombre d'augmentations prévues au contrat?... Peut-on assortir la vente d'un réacteur de conditions de ce genre, de manière à ce que l'acheteur puisse avoir une idée très précise des avantages que cela peut représenter sur une période donnée? L'a-t-on déjà fait? Cela contrevient-il aux règlements commerciaux?

M. O'Brien: Non. A ce que je sache, il n'y a encore aucune restriction à cet égard. Mais il ne faut pas oublier que l'élément nucléaire de l'industrie—le CANDU, dirons-nous—est tout à fait à part de celui de la production de l'uranium. Si cela s'est déjà fait, il a fallu que ce soit par le biais d'ententes de l'EACL avec au moins l'un des producteurs.

M. Minaker: Cela ne constituerait-il pas une offre intéressante pour un client si on lui disait à l'avance que son approvisionnement en combustible est garanti, ce que cela lui coûtera et les conditions de financement que nous sommes disposés à lui offrir? Dans une certaine mesure, cela ne nous rendrait-il pas plus concurrentiels que le Japon, par exemple, qui n'offrirait que le réacteur?

[Text]

Mr. O'Brien: I am going to ask Mr. Ediger to reply to that. First I would like to say that perhaps under different market circumstances 10 or 12 years ago the answer might be yes. However, please bear in mind that uranium at the present is not in short supply and in my view there would not be any compelling reason for such an arrangement. But Mr. Ediger may have other views.

Mr. Ediger: You might divide the world into two classes: those countries that have indigenous sources of uranium and therefore would like to use their uranium in a furnace, in a steam-generating system; and those countries that do not have uranium and are going to invest several billions of dollars on a nuclear-generating system and therefore want diversity of supply because Canada, the United States, or Australia may cease to be a supplier.

• 1050

In the one package that was attempted, AECL coordinated and stimulated a package with Mexico. We were hoping to sell the Mexicans a total reactor program. We were going to train their technologists and provide them with fuel fabrication technology, so that they would end up somewhere in the 21st century with a complete CANDU-based nuclear program. Unfortunately the price of oil went south.

The Chairman: That is always the way.

Mr. Minaker: Being from Manitoba, and seeing that the Whiteshell Research Station is quite involved in research on storage of waste, I have been known to state in public that though I support the research work, I expect any nuclear garbage to be stored in the area that produces it, not across the border. I wonder if the association has discussed this subject. In my view, if Ontario produces its waste and utilizes its energy, and Manitoba does not get any benefit from that energy, then they should be responsible for storing their waste within their border safely. Has the association discussed this, and does it have a policy on it?

Mr. O'Brien: The CNA supports the research and development activities that are being done at Whiteshell. All of the wastes are now being stored within the province in which they are generated. The program you have described is one for the long-term future. It has not yet been decided where such depositories be made, whether they will be in the province of generation, or whether they should go to another area.

Mr. Ediger: I would like to add two things. I hope that in the final analysis, after the research has demonstrated that deep geological burial is an acceptable technology, we will view these things in a Canadian context. Is this really good for Canada?

[Translation]

M. O'Brien: Je vais demander à M. Ediger de répondre à cette question. La réponse serait peut-être oui si la situation du marché était la même qu'il y a 10 ou 12 ans. Mais il ne faut toutefois pas oublier qu'à l'heure actuelle, l'uranium n'est pas rare, et selon moi, il n'y aurait aucune raison qui puisse justifier un tel arrangement. Mais M. Ediger a peut-être autre chose à dire là-dessus.

M. Ediger: On peut diviser le monde en deux catégories: il y a tout d'abord les pays qui possèdent de l'uranium et qui veulent, par conséquent, utiliser leur propre uranium dans leurs réacteurs; et il y a ensuite les pays qui ne possèdent pas d'uranium et qui vont investir plusieurs milliards de dollars dans le nucléaire; il est évident que ces pays voudront diversifier leurs sources d'approvisionnement puisqu'il pourrait arriver que le Canada, les États-Unis ou l'Australie cessent de produire de l'uranium.

L'EAEL a coordonné et stimulé la création d'un programme complet pour le Mexique. Nous espérons pouvoir vendre aux Mexicains un programme de réacteur total. Nous allons former leurs ingénieurs et leur fournir une technologie de fabrication du combustible, de manière à ce qu'ils arrivent un jour, au 21^e siècle, à mettre au point un programme nucléaire complet basé sur le CANDU. Malheureusement, il y a un effondrement des cours pétroliers.

La présidente: C'est toujours ainsi que cela se passe.

M. Minaker: Étant Manitobain, et sachant que la station de recherche de Whiteshell fait beaucoup de recherches sur l'entreposage des déchets, il m'est arrivé de déclarer en public que bien que je sois favorable à ces recherches, je compte bien que les déchets nucléaires soient stockés dans la région qui les produit, et non de l'autre côté de la frontière. Je me demande si l'association a jamais discuté de cette question. A mon avis, si l'Ontario produit des déchets et utilise l'énergie qu'ils produisent et si le Manitoba n'en tire aucun avantage, c'est aux Ontariens d'entreposer leurs déchets chez eux, en respectant la sécurité. L'association en a-t-elle discuté, et a-t-elle une politique sur la question?

M. O'Brien: La CNA approuve les activités de recherche et de développement qui se déroulent à Whiteshell. Tous les déchets sont actuellement entreposés dans la province où ils ont été produits. Le programme que vous venez de décrire est un programme à long terme. On n'a pas encore décidé où ces dépôts seraient installés, dans la province d'origine des déchets, ou ailleurs.

M. Ediger: Je voudrais ajouter deux choses. J'espère qu'en dernière analyse, après que la recherche aura démontré qu'un enfouissement géologique profond est une technologie acceptable, nous considérerons ces choses dans un contexte canadien. Est-ce vraiment bon pour le Canada?

[Texte]

Mr. Minaker: With regard to the present waste storage methods, do you feel that they are safe? With the waste now being produced, do you see any future problem in continuing to store it on site? How long do you think we can continue to store it that way?

Mr. O'Brien: I think there is very general agreement within the industry that the measures being undertaken by the industry in Ontario and in New Brunswick are very secure. The discussions I have had with Ontario Hydro people, for example, do not give me any concern about their ability to continue for quite a long time using methods similar to what they are using now. They recognize that in the long term there will have to be a long term policy.

Mr. Minaker: When we had Atomic Energy of Canada here before, they indicated they felt it was safe. Also, I believe they inspect these constantly, do they not?

Mr. O'Brien: Yes.

Mr. Minaker: Both of the storage sites and the nuclear power plants?

Mr. O'Brien: They are under very strict control.

Mr. Harrison: Not only are they in the province where they were initially burned on what I as a sometime physicist refer to as the first pass through the reactor, they are actually on the site of the power plant. Basically, the present method of storage is to store them in water-filled pools within the reactor building, where the water acts as a very effective barrier to any radiation coming from the fuel bundles. These bundles are hot in both senses of the term. They are hot in temperature and they cool down very quickly, of course, over time in the water. They are also hot in terms of radioactivity.

But I think it is important to remember that the physics of radioactivity is quite different from the chemistry of other toxic substances. Radioactivity does decay over time, and the longer these bundles are held in water-filled storage ponds in the reactor building, the safer those bundles are going to be for the future when a decision is made on how they are to be reprocessed, if at all. It may turn out to be the best solution to reprocess the fuel and extract the wastes and store just the wastes. Then you have a relatively innocuous substance, general [Inaudible—Editor] uranium.

On the other hand, it may not be economical to do that. It may turn out to be more economical to store the whole bundle, and then you have a larger volume but you do not have any more radioactivity. The radioactivity is

[Traduction]

Mr. Minaker: Les méthodes actuelles de stockage de déchets vous paraissent-elles sûres? Compte tenu des quantités actuellement produites, leur entreposage sur place risquerait-il de créer un problème à l'avenir? Pendant combien de temps pourrions nous continuer à procéder ainsi?

Mr. O'Brien: Je crois qu'on est en général d'accord dans l'industrie, les mesures adoptées en Ontario et au Nouveau-Brunswick sont très sûres. Les discussions que j'ai eues avec les gens d'Ontario-Hydro, par exemple, ne m'ont inspiré aucune inquiétude sur leur capacité de continuer à utiliser pendant encore longtemps des méthodes analogues à celles qu'ils emploient maintenant. Ils reconnaissent qu'il faudra un jour adopter une politique à long terme.

Mr. Minaker: Lorsque les représentants de l'énergie atomique du Canada ont comparu devant nous, ils nous ont dit que la méthode leur paraissait sûre. Je crois d'ailleurs qu'ils inspectent constamment ces sites n'est-ce pas?

Mr. O'Brien: Oui.

Mr. Minaker: Les lieux de stockage et les centrales atomiques?

Mr. O'Brien: Les deux sont soumis à un contrôle très strict.

Mr. Harrison: Ces déchets se trouvent non seulement dans la province où ils ont été produits, ce qu'en tant qu'ancien physicien j'appellerais le premier passage dans le réacteur, mais ils sont en fait conservés sur le terrain de la centrale. Essentiellement, la méthode actuelle consiste à entreposer les déchets dans des bassins remplis d'eau à l'intérieur du bâtiment occupé par le réacteur; l'eau constitue en effet un obstacle très efficace à toute radiation des faisceaux de combustible. Ces faisceaux sont chauds aux deux sens du terme. Ils le sont par leur température et se refroidissent très rapidement, bien sûr, dans l'eau. Ils sont également «chauds» sur le plan de la radioactivité.

Je crois qu'il est important de se souvenir que la physique de la radioactivité est tout à fait différente de la chimie des autres substances toxiques. La radioactivité décroît effectivement au bout d'un certain temps, et plus ces faisceaux demeurent dans des bassins remplis d'eau, à l'intérieur de l'édifice abritant le réacteur, moins ils présenteront de danger lorsque l'on décidera de la manière de les retraiter, le cas échéant. Il se peut que la meilleure solution consiste à retraiter le combustible, à extraire les déchets et à stocker uniquement ceux-ci. Vous vous retrouvez alors avec une substance relativement inoffensive, de l'uranium [Inaudible—Éditeur] général.

En revanche, la méthode n'est peut-être pas économique. Il serait peut-être moins coûteux d'entreposer le faisceau tout entier, ce qui vous donne un plus gros volume mais n'augmente pas la radioactivité.

[Text]

there, and nothing is going to increase it; it only decreases over time.

Mr. Minaker: Waste at the mining site in the refinement of uranium—is there a problem there that the environmentalists will see as creating long-term pollution or threats to life? What is the present situation where we mine uranium?

Mr. Ediger: Well, I would say the methods being used now to contain and manage tailings probably pose absolutely no threat to the human environment, now or in the future. They are very well contained.

Our company has recently decommissioned the Beaverlodge Mine in northern Saskatchewan. We took down the mill buildings, we took down the head frame, we decommissioned the tailings. You can now walk over the surface with a scintillometer, used to explore for uranium, and get nothing very much more than background. The Government of Saskatchewan and the federal authorities are satisfied that this site has now been rendered decommissioned, and the claims will be returned to the Saskatchewan government.

Mr. Minaker: No threat to water run-off and well—

Mr. Ediger: We are very conscious of this. Just in terms of threat—I used to be a geologist—are two things.

You have heard of the Okla Natural Reactor. Here was a case in Africa, in Okla. where there was such a high concentration of uranium it actually went critical—it was fissile—and the area surrounding this shows very little manifestation of this event 100 million years ago.

Furthermore, Cigar Lake, which is one of the highest concentrations of uranium discovered anywhere in the world to date. . . It is 1,000 feet below ground, it is quite porous ground, water has been percolating through that deposit for 100 million years, concentrating the content of uranium. There is no surface manifestation, absolutely none. You know, uranium in that concentration is damn hard to find, and it is relatively shallow.

So the methods for geologic burial being examined today, I think, are more than appropriate for the hazard. I reinforce what Mr. Harrison has said—arsenic does not have a half-life. Uranium mine tailings represent a fraction of the material you can even find on the ground as you go prospecting for uranium, and the methods that are used today for tailings disposal I think are very sophisticated and provide a high level of comfort.

• 1100

For example, the Rabbit Lake mine in northern Saskatchewan, which produced about 45 million pounds

[Translation]

Elle est simplement là, et rien ne va la faire augmenter; elle va simplement décroître avec le temps.

M. Minaker: Parlons des déchets d'extraction de l'uranium: Est-il possible que les défenseurs de l'environnement y voient une source de pollution à long terme ou une menace pour l'homme? Quelle est la situation actuelle là où nous extrayons de l'uranium?

M. Ediger: Eh bien, je dirais que les méthodes utilisées maintenant pour contenir et gérer les refus de broyage ne posent probablement aucun risque pour les êtres humains, que ce soit aujourd'hui ou plus tard. Ces refus sont très bien contrôlés.

Notre société vient de fermer la mine Beaverlodge, dans le nord de la Saskatchewan. Nous avons démonté les bâtiments, nous avons abattu le chevalement, et nous nous sommes occupés des refus de broyage. Vous pouvez maintenant vous promener sur le terrain, armés d'un compteur de scintillations que l'on utilise pour prospecter l'uranium, et vous n'obtiendrez guère autre chose que des effets de fonds. Le gouvernement de la Saskatchewan, les autorités fédérales, considèrent que ce site est maintenant «propre» et les titres de propriété seront rendus à la Saskatchewan.

M. Minaker: Il n'y a donc plus de menace pour les eaux de ruissellement et les eaux de pluies. . .

M. Ediger: Nous y faisons très attention. À propos de risques—j'ai été géologue—il y a deux choses.

Vous avez entendu parler du réacteur naturel Okla. Il y a eu un cas en Afrique, à Okla, où la concentration d'uranium était si élevée qu'il est en fait parvenu au seuil critique—il était devenu fissile—et la région avoisinante révèle très peu d'indices de cet événement qui s'est produit il y a 100 millions d'années.

En outre, Cigar Lake, qui est une des plus fortes concentrations d'uranium découverte dans le monde jusqu'à présent. . . il se trouve à mille pieds sous terre, dans un terrain très poreux, et l'eau s'écoule lentement à travers ce dépôt depuis 100 millions d'années, ce qui accroît la concentration en uranium. Il n'y a pourtant aucune manifestation de surface, absolument aucune. Vous savez, il est terriblement difficile de trouver de l'uranium aussi concentré et à une profondeur relativement réduite.

Donc, les méthodes d'enfouissement géologiques actuellement à l'étude me paraissent plus que suffisantes compte tenu du danger. Je confirme ce qu'a dit M. Harrison—l'arsenic, lui, n'a pas de période radioactive. Même la radioactivité des refus de broyage des mines d'uranium n'est qu'une fraction de ce que vous pouvez trouver à la surface du sol en prospectant, et les méthodes utilisées aujourd'hui pour se débarrasser de ces refus sont extrêmement sophistiquées et tout à fait sûres.

Par exemple, la mine Rabbit Lake, dans le nord de la Saskatchewan, qui a produit environ 45 millions de livres

[Texte]

of uranium, is now a very valuable asset. The depleted pit will hold tailings for the next 30 years from the mining and development of other deposits in the area. What little uranium we are putting back, relative to what came out, is an indication of how relatively benign these tailings are.

Mr. Hopkins: We cannot leave the meeting today, Madam Chairperson, without asking our witnesses about the SLOWPOKE-3 and the SLOWPOKE-4. I would like you to give a brief definition of each. My understanding is that the SLOWPOKE-4 produces both light and energy. What future do you see for those, as far as serious development of units is concerned? What is their application for isolated communities?

Mr. O'Brien: This is an initiative taken by AECL. I think it is a good example of how technology can be put to work on a smaller scale than in the large commercial reactors. Mr. Harrison will comment.

Mr. Harrison: I am sure, Mr. Hopkins, you have had the experiences I have had in visiting a SLOWPOKE site. I talked earlier about fuel bundles being stored in pools of water. Of course, this is basically the technology of the SLOWPOKE. A very small, controlled reaction is taking place in a pool of water that is open to the air. It is not allowed to boil. We have what is called in the business "low-grade heat"; that is, heat at less than the boiling point of water, considerably less.

There are some excellent applications for this in district heating. There are discussions going on currently about the application of larger versions of the SLOWPOKE to heat university communities, sections of cities and isolated communities.

The economics of the reactor look quite good for this application. The reactor itself is cooled by natural convection. The only pumps needed are the pumps that are used from the heat exchanger to actually heat whatever building or process is wanted.

Where it is going to go for the future depends a lot on the type of support it gets within the Canadian community. Certainly I think it is tied in with our discussion of public information. If the public acceptance of a reactor in a community to heat water and buildings and so on is good, then the market will develop.

Whether it will be as useful for electrical generation in small communities depends on further work to be done on the generation of some form of vapor from this low heat, probably freon or some other working fluid that could be used to drive a turbine.

I think it represents an aspect of the nuclear industry we often tend to forget. Because they are large and visible,

[Traduction]

d'uranium, est maintenant une propriété de très grande valeur. Le puits de forage pourra accueillir les refus de broyage produits au cours des 30 prochaines années par l'exploitation et le développement d'autres gisements de la région. Le peu d'uranium que nous y remettons, par rapport à ce que nous en avons extrait, montre bien que ces refus sont relativement sans danger.

M. Hopkins: Nous ne pouvons pas terminer la réunion d'aujourd'hui, madame la présidente, sans interroger nos témoins sur SLOWPOKE-3 et SLOWPOKE-4. J'aimerais que vous nous donniez une brève définition de chacun. Si je comprends bien, SLOWPOKE-4 produit à la fois de la lumière et de l'énergie. À votre avis, ces systèmes ont-ils de l'avenir? Comment pourrait-on les utiliser dans des collectivités isolées?

M. O'Brien: C'est une initiative prise par l'AECL. Je crois que c'est un bon exemple d'utilisation de la technologie, à une plus petite échelle que celle des gros réacteurs commerciaux. M. Harrison va vous donner des explications.

M. Harrison: Je suis certain, monsieur Hopkins, que vous avez eu les mêmes réactions que moi lorsque j'ai visité un site où un SLOWPOKE était installé. J'ai parlé tout à l'heure du stockage des faisceaux dans des bassins remplis d'eau. Bien sûr, c'est essentiellement là la technologie utilisée pour le SLOWPOKE. Une toute petite réaction contrôlée se produit dans un bassin d'eau ouvert à l'atmosphère extérieure. On ne laisse pas bouillir cette eau et on obtient ce que les gens du métier appellent une «chaleur de faible niveau», c'est-à-dire une température nettement inférieure au point d'ébullition de l'eau.

Il y a quelques excellentes applications de cette méthode dans le chauffage de district. On discute actuellement la possibilité d'utiliser de plus gros modèles du SLOWPOKE pour chauffer des universités, certains quartiers des villes et des collectivités isolées.

Les choses se présentent bien sur le plan économique. Le réacteur lui-même est refroidi par convection naturelle. Les seules pompes nécessaires sont celles qui sont utilisées pour l'échangeur de chaleur afin de chauffer les bâtiments ou les aménagements désirés.

L'avenir de cette formule dépend dans une large mesure de l'appui des Canadiens. Il y a certainement là un lien avec notre discussion à propos de l'information du public. Si celui-ci accepte l'installation de réacteurs dans les collectivités, pour y chauffer l'eau et les bâtiments, le marché se développera.

Il reste à savoir si cela sera aussi efficace en ce qui concerne la production de l'électricité dans les petites collectivités. Il faudra pour cela d'autres travaux sur la production d'une forme quelconque de vapeur à partir de cette chaleur modérée, probablement avec du fréon ou tout autre fluide qui peut être utilisé pour faire fonctionner une turbine.

Je pense que cela représente une forme de l'industrie nucléaire que nous avons souvent tendance à oublier.

[Text]

the emphasis goes on the power reactors. They indeed form a very important part of the business. Mr. Hopkins reminds us, Madam Chairman, that there is a lot of other stuff going on where there are good applications for society.

Mr. Porter: Most of the other groups or witnesses who have appeared before this committee have commented on the Nuclear Liability Act, its limits and its feasibility. I wonder if any of you have any comments in this regard.

Mr. I. Wilson: Madam Chairman, the Nuclear Liability Act was put in place to provide the public with undisputed settlements of any claims arising from nuclear power accidents. There have been accusations made that it protects the industry, specifically the manufacturing segments of the nuclear industry.

• 1105

The reality is that the nuclear power plant accident is much more likely to cause damage to the equipment within the plant than affect the public. In that instance there is nothing to prevent the owner of that plant from suing the people who may have provided defective equipment. However, in an accident case, it would be extremely difficult to prove blame.

What the act does is remove any doubt as to who is at fault. It places the onus squarely on the plant operator.

The insurance is limited to \$75 million by the federal government. The federal government in turn regulates the industry through the Atomic Energy Control Board Act, and in that way can satisfy itself that the chances of ever having to deal with a claim under the Nuclear Liability Act is diminishingly small.

The case is often made that we should be providing the same kind of coverage seen to be coming into place south of the border. At the moment the Price-Anderson Act specifically allows claims to go as high as \$700 million or more.

That figure is arrived at is by coverage from all the various plant operators in the United States, most of which are investor-owned utilities and Price-Anderson. There are changes coming that would see this limitation go to \$7 billion, where \$55 million would be the liability placed on any specific unit. In effect the liability is spread.

We see the kind of insurance level we have here in Canada as being quite appropriate. If we were to contemplate the \$7 billion insurance the Americans are

[Translation]

Parce que les réacteurs sont imposants et très visibles, c'est toujours à eux qu'on pense. Ils constituent effectivement une part très importante de notre industrie. M. Hopkins nous rappelle, madame la présidente, qu'il y a tout un tas d'autres applications possibles qui seront profitables à la société.

M. Porter: La plupart des autres groupes ou témoins qui ont comparu devant ce Comité ont parlé de la Loi sur la responsabilité nucléaire, de ses limites et de ses possibilités d'application. Je me demande si vous avez des remarques à faire là-dessus.

M. I. Wilson: Madame la présidente, la Loi sur la responsabilité nucléaire a été adoptée pour permettre au public de bénéficier d'un règlement non contesté de toutes demandes de dédommagements découlant d'accidents de centrales nucléaires. On a parfois accusé cette loi de protéger l'industrie, et en particulier les fabricants, dans l'industrie nucléaire.

Il est vrai que les accidents, dans des centrales nucléaires, endommageront l'équipement plutôt qu'ils ne nuiront à la santé du public. Mais, dans ce cas, rien n'empêche le propriétaire de la centrale de poursuivre ceux qui lui ont fourni les machines défectueuses. Cependant, en cas d'accident, il resterait extrêmement difficile de prouver les responsabilités.

La loi réussit tout de même à enlever tout doute sur l'identité du coupable et place toute la responsabilité d'un accident sur les épaules de l'exploitant de la centrale.

C'est le gouvernement fédéral qui a limité à 75 millions de dollars le montant maximum que pouvait avoir à payer l'assurance. C'est aussi le gouvernement fédéral qui, à son tour, régit l'industrie nucléaire par l'entremise de la loi sur le contrôle de l'énergie atomique et s'assure ainsi de limiter au maximum les possibilités d'avoir à subir une réclamation en vertu de la loi sur la responsabilité nucléaire.

On nous dit souvent que nous devrions assurer pour le même montant que ce qui se fait aux États-Unis. Actuellement, la Loi Price-Anderson permet de réclamer jusqu'à 700 millions de dollars ou même plus aux assurances.

Ce chiffre fixé par la loi Price-Anderson, a été calculé après comparaison des assurances couvrant les exploitants de centrales américaines, dont la plupart sont des services publics, et les investisseurs sont les propriétaires. On prévoit d'ailleurs certaines modifications qui chercheraient à limiter le montant à 7 milliards de dollars, et à 55 millions de dollars la responsabilité maximale pour toute centrale nucléaire prise individuellement. Le montant de la responsabilité est donc réparti.

Nous, nous jugeons que le niveau de l'assurance établi au Canada est tout à fait approprié. Il nous serait impossible d'envisager faire la même chose qu'aux États-

[Texte]

putting in place. . . you simply cannot do that in going to the open market through premium purchase.

Ontario Hydro, for example, pays about \$1.2 million a year in premiums to cover that \$75 million liability within their system. If you could insure—and I am saying you cannot because the private insurance industry simply could not do it—if you were to multiply the premiums by 100 times, which \$7 billion is, you are talking about over \$100 million a year in premiums. It would certainly be a government decision whether it wanted to see that kind of money flowing out of productive use in society and going to something like insurance coverage.

That \$100 million would represent about 2% on rates for a utility like Ontario Hydro. It would not, as some critics have said, put the industry out of business by having to pay that kind of premium.

Mr. Minaker: Mr. Wilson, you had mentioned it cost them \$1 million a year for their insurance policy, and then came back with \$100 million.

Mr. I. Wilson: Some critics have suggested we should be going to the same level of coverage as Price-Anderson, from \$75 million we now have to \$7 billion, which is a hundred-fold increase. That is why I was jumping from just over \$1 million to \$100 million.

Mr. Minaker: Even if the fee was \$100 million annually it only represents 2% on the rate.

Mr. I. Wilson: That is correct. I would have to specify that my understanding is the private insurance industry in Canada could perhaps contemplate coverage of around \$150 million to \$200 million because that is where inflation has taken \$75 million. It was really stretching the coverage out there to get \$75 million in place in the first instance.

Mr. Dean Clay (Dean Clay Associates): I would like to pursue this point of liability. Is the nuclear supplier excluded under the act from having any public liability in the event of an accident?

Mr. I. Wilson: Yes, this effectively places the onus on the operator and then allows people who may have suffered damage to claim these damages without having to prove negligence on the part of anybody, including the operator. So it eliminates any debate or any prolonged court case that would go under common law if there was not such a thing as a Nuclear Liability Act.

[Traduction]

Unis et augmenter les assurances jusqu'à 7 milliards de dollars, tout simplement parce qu'il serait impossible d'y arriver en laissant les forces d'un marché ouvert jouer sur le montant des primes.

Ainsi, l'Hydro-Ontario paye environ 1,2 million de dollars par année en prime pour s'assurer jusqu'à 75 millions de dollars. Or, si elle voulait s'assurer au centuple, c'est-à-dire jusqu'à 7 milliards de dollars, cela représenterait plus de 100 millions de dollars par année à payer en primes, et je prétends, tant qu'à moi, que les assureurs privés ne pourraient tout simplement pas maintenir ce niveau. Mais il reviendrait quand même au gouvernement de décider ultimement s'il est prêt à laisser autant d'argent servir à l'assurance, plutôt qu'à être employé à des fins plus productives pour la société.

Des primes de 100 millions de dollars par année se traduiraient par une augmentation d'environ 2 p. 100 sur les tarifs d'un service public comme l'hydro-Ontario. Contrairement à ce qu'on prétend certains critiques, cela ne suffirait pas à entraîner sa faillite.

M. Minaker: Monsieur Wilson, je ne comprends pas: Pourquoi parlez-vous de primes annuelles de 100 millions de dollars, alors que vous aviez dit auparavant que la police d'assurance de l'hydro-Ontario lui coûtait un million de dollars par année?

M. I. Wilson: C'est que certains critiques nous avaient conseillé d'augmenter notre maximum pour qu'il atteigne le même niveau que celui qui est prévu aux États-Unis par la Loi Price-Anderson, c'est-à-dire de passer du maximum de 75 millions que nous avons actuellement à un maximum de 7 milliards de dollars, ce qui représente le centuple. Voilà pourquoi j'ai parlé des primes qui passeraient de 1 million à 100 millions de dollars.

M. Minaker: Vous avez également dit que même si la prime grimperait à 100 millions de dollars par année, elle ne se traduirait que par une augmentation de 2 p. 100 des tarifs actuels.

M. I. Wilson: C'est exact. J'ajoute aussi que le secteur privé de l'assurance au Canada pourrait peut-être envisager d'assurer jusqu'à 150 ou 200 millions de dollars, puisque c'est ce que représentent aujourd'hui avec l'inflation les 75 millions. Mais, de toute façon, c'était déjà pousser très loin, que d'obtenir 75 millions au départ.

M. Dean Clay (Dean Clay Associates): Permettez-moi de revenir à la responsabilité. En cas d'accident, la loi n'enlève-t-elle pas aux fournisseurs nucléaires toute responsabilité civile?

M. I. Wilson: En effet, ce qui renvoie toute la responsabilité à l'exploitant et permet ensuite à tous ceux qui ont subi des dommages de réclamer en dommage-intérêt, sans pour autant avoir à prouver la culpabilité de qui que ce soit, y compris l'exploitant. N'eût été la loi sur la responsabilité nucléaire, toute poursuite serait portée devant les tribunaux, au civil, ce qui pourrait évidemment être très long.

[Text]

[Translation]

• 1110

Mr. Clay: You mentioned the option a utility had of suing a supplier in the event of a problem. What happened when Ontario Hydro tried to collect from Babcock & Wilcox for defective components in steam generators?

Mr. I. Wilson: My recollection was that consideration had to be given to the fact that there was a key supplier to Ontario Hydro as a user of their product, and had they pursued full damages for that event, it would literally have bankrupt that supplier—which was not in Ontario Hydro's best interest.

Mr. Clay: So in effect Ontario Hydro had no recourse to collect in that case for the cost of the supplementary power that was required.

Mr. I. Wilson: That is absolutely correct.

Mr. O'Brien: As I recall, they worked out a compromise arrangement with Babcock & Wilcox 10 years ago.

Mr. Clay: There are a number of other points I would like to get into but they would require some time to answer. To clarify some statistics, you gentlemen mentioned that about 85% of Canada's uranium production is exported and about 40% of those exports are consumed in the United States. To what countries are the other 60% of our exports going?

Mr. O'Brien: The 40% to the United States is a fairly recent development. In general, about one-third of Canadian uranium is exported to Japan and the Far East countries, one-third to Europe, and approximately one-third to the United States. I expect it will remain more or less in that range over time with variations from year to year.

Mr. Harrison: There is confusion sometimes on these statistics, because a lot of the foreign countries that buy Canadian uranium have it enriched in the United States. Trade statistics get a little skewed. Sometimes the material is credited as being received by the United States when it is in fact going to pass through. In other cases the onward eventual destination is known. So it is a moving target to try to keep track of these statistics.

Mr. Clay: Yes, I was concerned here with the end user of the uranium.

Mr. O'Brien: The figures I gave are related to the end users.

The Chairman: We certainly appreciate the Canadian Nuclear Association coming before us. The next meeting will be this afternoon at 3.30 p.m. in Room 307 where we have Atomic Energy of Canada in regard to the Supplementary Estimates.

Mr. O'Brien: All of us here are great believers in seeing installations. I think we can offer this committee an opportunity to see much of what we are doing. Many of

M. Clay: Vous avez dit qu'un service public pouvait poursuivre son fournisseur, en cas de problème. Que s'est-il passé lorsque l'Hydro-Ontario a essayé de se faire rembourser par Babcock & Wilcox, lorsqu'elle a constaté des défauts de fabrication dans certaines pièces des chaudières?

M. I. Wilson: Si je me rappelle bien, il avait fallu tenir compte du fait que cette compagnie était un des fournisseurs les plus importants de l'Hydro Ontario, et que si cette dernière l'avait poursuivie jusqu'au bout, elle l'aurait sans doute acculée à la faillite, ce qui n'était pas dans son plus grand intérêt.

M. Clay: Donc, il ne restait plus à l'Hydro-Ontario aucun recours pour se faire rembourser tout ce que lui avait coûté en plus cette électricité supplémentaire.

M. I. Wilson: C'est exact.

M. O'Brien: Si je me rappelle bien, l'Hydro-Ontario en est arrivée à un compromis avec Babcock et Wilcox, il y a 10 ans.

M. Clay: Il y a divers autres domaines que j'aimerais aborder, mais cela prendrait trop de temps. En ce qui concerne les statistiques, vous avez dit qu'environ 85 p. 100 de la production d'uranium du Canada était exportée et qu'environ 40 p. 100 de ces exportations étaient consommées aux États-Unis. Vers quels pays vont les autres 60 p. 100?

M. O'Brien: Nous avons atteint les 40 p. 100 d'exportations vers les États-Unis assez récemment. En général, un tiers de l'uranium canadien est exporté vers le Japon et vers l'Extrême-orient, un tiers vers l'Europe et le reste vers les États-Unis. Je suppose que cette proportion ne changera pas considérablement d'une année à l'autre, ni d'ici quelque temps.

M. Harrison: Ces statistiques prêtent parfois à confusion, étant donné que beaucoup des pays étrangers qui achètent de l'uranium canadien le font enrichir aux États-Unis. Vous voyez que les statistiques commerciales ne sont pas toujours exactes. Parfois, on considère que le produit est reçu par les États-Unis, alors qu'il ne fait qu'y passer. Parfois aussi, la destination finale nous est connue. Il est très difficile de s'y retrouver dans toutes ces statistiques.

M. Clay: En effet, et ce qui m'intéressait ici, c'était le dernier usager à qui était destiné l'uranium.

M. O'Brien: Les chiffres que je vous ai donnés sont ceux des derniers usagers.

La présidente: Nous remercions l'Association nucléaire canadienne d'avoir comparu. La prochaine séance aura lieu cet après-midi à 15h30 à la salle 307, et nous recevrons l'Énergie atomique du Canada pour étudier les prévisions de dépenses supplémentaires.

M. O'Brien: Nous croyons tous ici que celui qui voit peut aussi croire. Nous sommes d'ailleurs prêts à offrir au comité la possibilité de voir sur place nos installations.

[Texte]

our installations are off the main track and perhaps are not well known to some of the people on this committee.

I would like to extend an invitation on behalf of the nuclear industry for you to visit our uranium mines in Saskatchewan and Ontario and the nuclear installations of the generating companies, the electric utilities.

As I said to our president, it is important that we do not issue what I call a Mae West type of invitation: "Come up and see me sometime". We would like to be more specific and offer to make arrangements at the convenience of the members of this committee to visit our installations.

The Chairman: Mr. O'Brien, thank you very much. We certainly will accept that invitation. The committee had decided to hear some preliminary witnesses and then sit down about mid-December to get our agenda straightened out. So perhaps we would be a little bit more knowledgeable before we did visit certain facilities. But we do appreciate that, and we will certainly be in touch with you the first of the year.

• 1115

Mr. O'Brien: Fine. I might also say that we are in a position to make transportation somewhat easier, in the Ontario area in any case, and probably also in Saskatchewan.

The Chairman: Thank you very much. We will be in touch with you.

The meeting is adjourned.

[Traduction]

Comme la plupart d'entre elles ne sont pas situées dans les grands centres industriels, elles ne sont sans doute pas connues de tous les membres du comité.

Par conséquent, au nom de l'industrie nucléaire du Canada, j'aimerais vous inviter à visiter nos mines d'uranium de la Saskatchewan et de l'Ontario, de même que nos génératrices nucléaires et nos centrales électriques.

Comme je le disais à notre président, il est important de ne pas rester trop vague, et en vous disant de passer quand cela vous conviendra. Au contraire, nous aimerions être très précis et nous vous proposons de prendre toutes les dispositions voulues, quand cela conviendra aux membres du comité, pour visiter nos installations.

La présidente: Monsieur O'Brien, nous vous en remercions et nous accepterons sans aucun doute votre invitation. Le comité a justement décidé d'entendre quelques témoins préliminaires, après quoi il établira son calendrier à la mi-décembre. Nous espérons ainsi être un petit plus au courant de la situation, avant de nous rendre sur place. Nous vous remercions, et communiquerons sans doute avec vous au début de l'année prochaine.

M. O'Brien: Bien. J'ajoute que nous sommes en mesure de faciliter votre transport, en Ontario et sans doute aussi en Saskatchewan.

La présidente: Merci infiniment. Nous recommuniquons avec vous.

La séance est levée.

APPENDIX "MINE-2"



Canadian Nuclear Association
Association Nucléaire Canadienne

SUBMISSION

BY THE

CANADIAN NUCLEAR ASSOCIATION

TO THE

**STANDING COMMITTEE ON
ENERGY, MINES AND RESOURCES**

Tuesday, December 1, 1987

EXECUTIVE SUMMARY

The Canadian Nuclear Association (CNA) represents 138 member companies directly employing over 30,000 Canadians and generating approximately \$4 billion of nuclear related business annually. This submission highlights the need for federal government actions to build on the excellent return which Canada has secured from its investments in nuclear energy technology.

Specifically the CNA calls upon the Committee to recommend to the government that it:

- . Fully reflect in its decisions and statements on fiscal and energy policy the importance of uranium to the Canadian economy, and Canada's success in peaceful and beneficial nuclear applications.
- . Develop new programs to assist Canadians to substitute electricity for non-renewable hydro-carbons.
- . Reaffirm that electricity sales will not be subject to a federal tax.
- . Continue to support free access to the U.S. market for uranium.
- . Assure sufficient funding to maintain Canada's world-leading nuclear R & D facilities and activities.
- . Support the commitment of construction of the CANDU 300 in Canadian provinces in order to advance export orders.
- . Provide support for a financing package to allow the sale of a reactor to Turkey and encourage similar joint-venture, export opportunities.
- . Ensure the continued safe transport of radioactive materials within and over Canada.

These actions will ensure the continuity of jobs in the mining construction and manufacturing sectors and maximize the return on Canada's investment in its nuclear industry.

INTRODUCTION

The Canadian Nuclear Association (CNA) is a voluntary membership organization which represents the nuclear industry in discussions with government and the public on matters of interest and concern to the industry. The Association maintains close links with similar organizations in the U.S., Europe and Asia and provides a forum where representatives of industry, the electric utilities, government, universities and the public can come together to discuss matters of mutual interest and opportunity.

The 138 members of the Association and its 1987-88 Board of Directors are listed in Appendix 1 of this submission. Membership includes manufacturers, electric utilities, consulting engineers, construction companies, banks, insurance companies, transport companies, non-profit organizations such as educational institutions, research laboratories, labour unions, and departments of federal and provincial governments. Approximately 100,000 Canadians are employed directly or indirectly in the nuclear industry. Collectively they generate approximately \$4 billion of nuclear related business annually.

CNA members represent a broad spectrum of companies involved in Canada's energy sector. Nuclear electric power generation, uranium mining and applications of radiation technology are but a part of their overall business interests and involvement in the Canadian economy. Many of these companies are also involved in the design and construction of hydraulic or coal-fired electric generating stations. They also represent a very large part of Canada's industrial base, with interests in the security of supply of energy sources for the production of goods, including energy consuming products, and in maintaining and expanding employment and investment in their facilities.

Appended to this submission is a reference sheet entitled "What Nuclear Energy Means to Canada", updated with the latest information.

Since the major emphasis in energy related discussions is usually on supply and demand of hydrocarbons such as oil and gas, it may come as a surprise to most Canadians that Canada's uranium production contained twice the energy in Canada's crude oil production, and exceeded the total energy in all of the country's crude and natural gas production, in each of the last 3 years. Another little known fact is that nuclear power will soon produce more electricity world-wide than all the world's hydro-electric plants.

At meetings with the CNA in the past year, the Minister of Energy, Mines and Resources, Hon. Marcel Masse has made it clear that he is aware of the outstanding achievements of Canada's nuclear program and the importance of the industry to the national economy.

The CNA intends to more widely disseminate this knowledge to the Canadian public. As part of that process it is hoped that the importance of uranium both for domestic use and exports, and Canada's success in harnessing nuclear power for medical and other beneficial applications, will be fully reflected in decisions and statements related to the development of government fiscal and energy policies.

A number of matters on which the industry has maintained an ongoing dialogue with government are outlined below.

1.0 ELECTRICITY SUBSTITUTION FOR OIL

Canada has been progressing well in reducing domestic oil consumption by encouraging conservation measures and substituting electricity and gas for oil. More can be done which could reduce oil imports and at the same time free-up domestic production for export.

For instance, oil for heating at the current price in Toronto of 31.4 cents/litre and used at 65% efficiency is equivalent to electricity at 4.6 cents/kWh, a price which is approximately the same as that which the great majority of Canadians pay for electricity. But in the long term the price of oil is certain to rise faster than the price of electricity.

Moreover, crude oil is an unrefined limited-use resource whereas electricity is a manufactured product with an infinite variety of energy applications. When viewed simply as a source of primary heat energy, Ontario's nuclear plants produced energy in 1986 at a crude oil price equivalent of \$15/barrel.

This indicates that nuclear energy should substitute for oil in as many primary or secondary applications as possible.

In addition, nuclear plants generate employment as well as electricity, contributing substantially to the national economy.

Since the 1973 oil crisis Canada has been able to decouple the historical relationship between growth in total energy consumption from growth in the economy, mainly through

conservation of oil and introduction of more efficient process in industry. Driving this change has been increased use of electricity. Figure 1 shows the growth in electricity demand and growth in Gross Domestic Product in constant dollars. Since 1973, electricity consumption per unit of GDP has continued to increase, but at an even faster rate than prior to 1973. Canada's move towards a more service based economy is made possible only through more productive industries utilizing automation, computerization and new, more energy efficient electro-technologies, all of which increase demand for electricity. The increasing trend in electricity use is thus an important part of Canada's conservation strategy.

RECOMMENDATION

CNA therefore urges the Committee to recommend to the federal government that it develop new programs to assist Canadians to continue to substitute their use of hydro-carbons by hydro-electric and nuclear-electric/nuclear-heat sources.

2.0 NUCLEAR POWER AND THE ENVIRONMENT

When Ontario embarked on its nuclear power program, which now supplies about half of the province's electricity, it saw the alternative as being massive dependence on importation of coal from the U.S. It was hoped that nuclear power would prove competitive with power produced from U.S. coal. This would also relieve a growing dependence for the security of Ontario's electricity supply on the U.S. coal industry. It would create jobs in Ontario rather than in mining and transportation in the U.S.

Not only did all the benefits originally hoped for materialize, nuclear power proved to be far more economical than coal for provision of the bulk of Ontario's growing demands.

An even more important benefit accrued. Ontario's decision to develop nuclear power instead of burning more coal turned out to be beneficial to the Ontario and Canadian environment. While Scrubber technology can reduce but not eliminate acid gas, even "clean" coal contributes to the greenhouse effect caused by built-up of carbon dioxide and other gases in the environment.

Nuclear power (fission and fusion when that process becomes commercially available), has the potential to reduce atmospheric pollution world-wide. And Canada is well placed to contribute substantially in this effort.

RECOMMENDATION

That the Committee recognize the role which nuclear power can play in reducing atmospheric pollution and the greenhouse effect and urge the Canadian government to support the efforts of the industry to inform the Canadian public of all the benefits and costs of nuclear power in Canada.

3.0 TAXATION OF ELECTRICITY

From time to time suggestions arise as to the desirability of generating revenue through taxation of domestic electricity consumption or electricity exports.

Arguments supporting such suggestions generally ignore a very important difference between electricity and other energy sources such as hydrocarbons.

Electricity is mainly produced by renewable hydro-electric sources or virtually inexhaustible nuclear sources. It is therefore a manufactured product in which revenues are generated both through the employment created and through taxes on profits of the manufacturing, construction and mining companies involved. The provinces also gather revenue through water rentals.

Exports are dependent on price. Taxation of exports would be self-defeating in that it would increase the price and reduce the level of sales. The net effect on the Canadian economy would be negative.

Similarly, our resource and manufacturing industries are dependent on low cost electricity to remain competitive in the export market. Again, taxation on domestic consumption would have a negative effect, particularly on exports and balance of trade.

RECOMMENDATION

The CNA therefore urges the Committee to recommend that the government reaffirm that it is not considering a tax on electricity sales.

4.0 URANIUM EXPORTS

Canada is once again the world's leading uranium producer. Approximately 85% of this production is exported at a revenue of close to \$1 billion annually. Advance orders amount to approximately \$10 billion.

Recent court decisions in the United States (prohibiting the enrichment by the Department of Energy of foreign uranium for use in domestic reactors) threaten to create an embargo on Canada's uranium sales to that country. In addition, protectionist legislation is before the Congress which would continue to require U.S. electric utilities to purchase the bulk of their uranium from U.S. sources. These actions would have a most detrimental impact on our mining industry which directly employs about 7000 Canadians.

Over the next few years the U.S. market for uranium represents about fifty percent of the uncommitted uranium market world-wide.

We are therefore encouraged by the proposed Free Trade Agreement which would keep the U.S. market open for sale of Canadian uranium.

The agreement would allow U.S. utilities free access to the purchase of Canadian uranium while eliminating mandatory upgrading provisions currently imposed by Canada on uranium exports. The Canadian uranium mining and refining industry supports this trade-off.

RECOMMENDATION

The CNA and its members urge the Committee to recommend that the government should make every effort to maintain an open market for uranium with the U.S.A.

5.0 RESEARCH AND DEVELOPMENT

Federal Government expenditures on nuclear research and development has been of the same order of magnitude per capita as other nations which embarked on the development of a domestic nuclear research program. As will be seen from the table below, Canada has achieved an outstanding return. Not only has Canada spent the least in total cost, we have generated more electricity per government research dollar spent.

In addition, the R&D expenditures have already resulted in investments of approximately \$35 billion in the nuclear segment of Canada's economy.

	Electricity per U.S. \$ spent (kWh)	Total Expenditure (US \$ billions)
Canada	208	2.6
U.K.	129	6.3
U.S.A.	112	32.9
Japan	94	11.4
France	96	13.3
W. Germany	65	11.6
Italy	23	4.1

What the table does not show is that so far only the American originated LWR design and our CANDU system are commercially viable in the international marketplace. Thirty-four countries world-wide now have nuclear power reactors in-service or under construction. And many more countries, many of whom have good international credit and are well disposed towards trade with Canada, are about to enter the marketplace. The near-future potential for sales of CANDU reactors and associated supplies and services could amount to tens of billions of dollars and tens of thousands of long-term jobs.

To realize this opportunity it is necessary to maintain our competitive edge by continued R & D on many aspects of the CANDU fuel cycle, not only for export sales but to support the continuation of the world-leading performance of our domestic reactors.

The continued visible endorsement of the federal government is an essential element in convincing other countries that Canada is committed to produce and maintain an excellent product incorporating the very latest in high-tech knowledge.

RECOMMENDATION

The continued development of a highly efficient and focussed industry is in the best interest of the Canadian economy and our member companies. The CNA urges the Committee to recommend to the government that it continue its R & D investment to assure sufficient funding for the continuance of our world-class R & D facilities and activities.

6.0 CANDU REACTOR MANUFACTURING & CONSTRUCTION

6.1 Domestic Reactors

The last domestic nuclear unit under construction at

Darlington will be in service by 1992. Given Ontario Hydro's estimate of 8 years time to construct the first unit of a major nuclear station, a further addition to the Ontario system could not be put in service until 1996. Although it now appears that output from such an addition might be required prior to that date, the possibility of reducing the lead time is considered highly doubtful.

Is there an alternative?

Public opinion research shows that a large proportion of Canadians believe we have very substantial amounts of hydro-electric potential remaining to be developed.

The following table shows the amount of remaining economical hydraulic potential in terms of the number of years of current load growth which it could meet.

YEARS OF REMAINING ECONOMICAL HYDRO-ELECTRIC
POTENTIAL AT CURRENT LEVELS OF INCREASE IN
ELECTRICITY DEMAND OVER THE LAST FOUR YEARS

British Columbia	50+ years	
Alberta	17 years	
Saskatchewan	10 years	
Manitoba	50+ years	} 11 years
Ontario	1 year	
Quebec	15 years	
New Brunswick	} less than 1 year	
Nova Scotia		
PEI		
Newfoundland	50+ years	
All ten provinces	16 years	

Utilities do not expect the level of increase in electricity demand seen in the last four years to continue. The table indicates, however, that a number of provinces have reached the point at which they must choose additional supply options beyond hydro-electric. But, apart from the opportunity to build a CANDU 300 at the Point Lepreau site in New Brunswick, there will be at least a four-year period when the nuclear industry's capability to supply domestic orders could be unused.

The advantages of pre-building generating capacity in advance of provincial need is being discussed both for hydro-electric potential in provinces such as Manitoba and Quebec and for nuclear-electric generation in Ontario, particularly in conjunction with

increased electricity sales to the U.S. market. As noted in the discussion paper entitled "Fuelling Ontario's Future", released by the then Ontario Minister of Energy, Hon. Vincent Kerrio, in September 1985:

"If the province continues the construction of new nuclear plants, it may be able to take advantage of the electricity export opportunities that arise from their low fuelling cost. The export option is appealing since it may be one way to ensure security of supply during periods of uncertainty about load growth trends; to moderate electricity rates in the Province; and to maintain the viability of the current generation construction industry. This option also has the appeal of assisting regional development during times of low economic growth."

In its response to the discussion paper the CNA noted that if the province wishes to retain its capability of building on its highly successful nuclear power investment, a top priority is to ensure the continuity of Canada's manufacturing and construction capability. The CNA urged the Ontario government, in conjunction with the federal government, to ensure that the combination of construction of domestic CANDU nuclear-electric power systems units and export sales is indeed sufficient to maintain a viable future nuclear industry in Canada.

In France, for instance, which already generates 70% of its domestic electricity consumption by nuclear power, the government has officially confirmed a plan for one nuclear unit order per year. While there remains similar uncertainty as in Canada as to the level of future load growth, this French action is being taken to preserve the nation's nuclear infrastructure during a period of slow business world-wide.

RECOMMENDATION

The CNA therefore urges the Committee to recommend to federal government that it move as quickly as possible to assess the situation and take appropriate action. In particular, federal government support for the new generation of reactors, the CANDU 300, is regarded as a critical step in that direction in providing an option to Canadian provinces and improving export potential to other countries.

6.2 Export Sales

The most imminent prospect for the export sale of a CANDU reactor is the proposed Akkuyu project in Turkey, a project which will require federal support with respect to

Atomic Energy of Canada Limited's joint ownership proposal.

On November 25, 1985, the CNA sent a letter in support of the project to then Minister Carney with copies to the Ministers of External Affairs, International Trade and Finance.

In that letter, the CNA, on behalf of its member companies, also recorded support for the innovative approach to marketing nuclear-electric power systems which resulted in this export opportunity for the reactor component in face of capital constraints of importing countries and competition in the international marketplace. The CANDU proposal won the order over proposals from other vendors but it will take Canadian government support for the financing package for our industry to win the contract.

We expect that other countries considering entering the marketplace will have been closely watching the outcome of these deliberations and in particular the level of confidence Canada places on the products which it seeks to export.

Federal government support for the Akkuyu proposal would send a clear message abroad that Canada has the resources and the confidence to enter fierce international competition in a high-tech market and emerge a winner. And it would have a positive effect on other export opportunities.

RECOMMENDATION

The CNA wishes to reiterate its support for the Akkuyu proposal and any similar joint venture opportunities which may arise in the near future, particularly projects encompassing the entire plant.

7.0 TRANSPORTATION OF NUCLEAR MATERIALS

The Canadian safety record in land, sea and air transportation of radioactive materials for medical and industrial applications is exemplary. This activity is under continuous study by the industry in order to maintain this record and was the subject of a conference, attended by 114 industry representatives, co-sponsored by the CNA and the Canadian Nuclear Society, in Toronto on October 29 and 30 of this year.

The CNA is aware of the recent bilateral agreement between Japan and the United States which includes the proposed shipment of plutonium oxide from reprocessing plants in Europe to Japan, by air over Canadian territory.

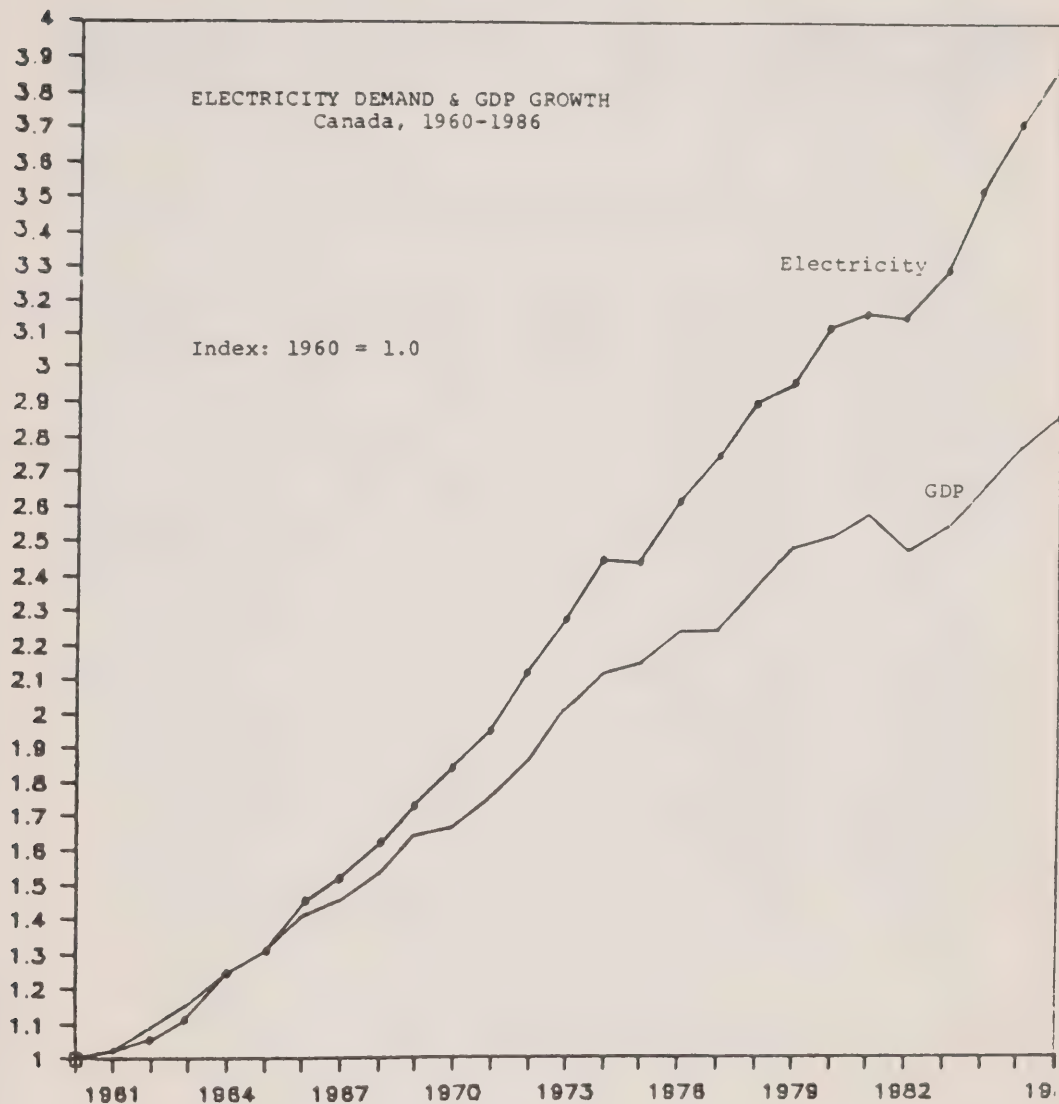
At the time of writing this submission the CNA lacked specific detail by which to judge the implications for Canada.

We understand work is proceeding in the U.S. and Japan on container design and testing. The Atomic Energy Control Board must be fully satisfied as to the capability of the proposed shipment containers to survive the impact of a crash without release of contents into the Northern Canadian environment.

RECOMMENDATION

Canada should be fully compensated for all costs associated with such shipments.

Figure 1





Canadian Nuclear Association
 Association Nucleaire Canadienne

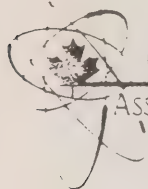
DIRECTOR OF THE CANADIAN NUCLEAR ASSOCIATION
 1987-88

Art Birchenough	President, Canatom Inc.
Jean-Roch Brisson	President, Marine Industries Ltd.
Neil Bryson	Vice President, Westinghouse Canada Inc.
Ralph Bullock	Vice President, Bristol Aerospace Ltd.
Michael Campbell	President, Donlee Mfg. Industries Ltd.
Byron Cavadias	President, CAE Electronics
Nick Ediger	President, Eldorado Resources Ltd.
Hal Dickout	President, Square D Canada
Jim Donnelly	President, Atomic Energy of Canada Ltd.
William Fraser	Vice President, TransAlta Utilities
Jean-Claude Godel	President, Sulzer Canada Inc.
Jack Howett	General Manager, Organization of CANDU Industries
Sam Horton	Executive Vice President, Ontario Hydro
Gene Koczur	Chairman, SENES Consultants
Paul Koenderman	President, Babcock & Wilcox Canada Ltd.
Roy Lloyd	President, Saskatchewan Mining Development Corp.
Alan Lowell	Vice President, Rio Algom Limited
Frank Macloon	Vice President, New Brunswick Electric Power Commission.
Bill MacOwan	Vice Chairman, Howden Group Canada
Terrence McGowan	President, Combustion Engineering Canada Ltd.
Joe McNally	Vice President, Hydro-Quebec (Mauricie Region)
Noel O'Brien	Vice President, Denison Mines Limited
John Runnalls	Chairman, Centre for Nuclear Engineering, U. of T.
Paul Scholfield	Vice President, General Electric Canada
Lloyd Secord	Associate Consultant, Wardrop Engineering Group
Jean-Pierre Slama	Chairman, AMOK Limited
Hugo Sonnenberg	President, Lummus Canada Inc.
Werner Strub	Exec. Vice President, Dominion Bridge-Sulzer Inc.
Bob Zellinsky	Vice President, Bingham International Inc.

John Foster Honourary Director

Ex-Officio

Irwin Itzkovitch President, Canadian Nuclear Society



Canadian Nuclear Association
Association Nucleaire Canadienne

Canadian Nuclear Association Membership List - November, 1987

Acres International Limited, Toronto, Ontario
ALCAN Aluminum Ltd., Montreal, Quebec
American Nuclear Society, LaGrange Park, Illinois, USA
Amok Limited, Saskatoon, Saskatchewan
Andéc Manufacturing Ltd., Rexdale, Ontario
ASEA INC., Montreal, Quebec
Atomic Energy of Canada Ltd., Ottawa, Ontario
Australian Nuclear Science & Technology Organization, Australia
Babcock & Wilcox Canada Ltd., Cambridge, Ontario
BBC Brown Boveri Canada Ltd., Montreal, Quebec
Bechtel Canada Engineers Ltd., Toronto, Ontario
Bingham International Inc., Burnaby, B.C.
The Book Press Ltd., Toronto, Ontario
Bristol Aerospace Ltd., Winnipeg, Manitoba
British Library, Yorkshire, England
British Nuclear Fuels PLC, Cheshire, England
Brown Boveri Howden Inc., Scarborough, Ontario
C-E Canada Ltd., Ottawa, Ontario
CAE Electronics Ltd., Montreal, Quebec
CM Engineering Research Corp., North York, Ontario
Canada Alloy Castings Ltd., Kitchener, Ontario
Canada Wire and Cable Ltd., Don Mills, Ontario
Canadian Electrical Association, Montreal, Quebec
Canadian Institute for Radiation Safety, Elliot Lake, Ontario
Canadian Worcester Controls Ltd., Scarborough, Ontario
Canatom Inc., Montreal, Quebec
Carleton University, Ottawa, Ontario
CECO Consultants Limited, Toronto, Ontario
Centennial College, Scarborough, Ontario
Chalk River Tech. & Technol./CLN Local 1568, Deep River, Ontario
Chromalox Canada Inc., Rexdale, Ontario
Cogema Canada Limited, Montreal, Quebec
College Tool & Die Ltd., Mississauga, Ontario
Le commissariat a l'énergie atomique, Paris, France
Control Data Canada Ltd., Mississauga, Ontario
John Crane Canada Inc., Hamilton, Ontario
Denison Mines Ltd., Toronto, Ontario
Dept. of Energy, Mines & Resources, Ottawa, Ontario
Dept. of Environment, Ottawa, Ontario
Dept. of External Affairs, Ottawa, Ontario
Dept. of Industrial Expansion, Ottawa, Ontario
Dominion Bridge-Sulzer Inc., Lachine, Quebec
Donlee Manufacturing Industries Ltd., Weston, Ontario
Eldorado Resources Ltd., Ottawa, Ontario
Elsam Kraftvaerksgruppen, Fredericia, Denmark

Embassy of Brazil, Ottawa, Ontario
Energy Conversion Systems, Ottawa, Ontario
Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alberta
Euratom Library Commission, Brussels, Belgium
Fachinformationszentrum, Leopoldshafen, West Germany
Farris Industries Canada, Brantford, Ontario
Foster Wheeler Ltd., St. Catharines, Ontario
Foundation Company of Canada Ltd., Toronto, Ontario
General Electric Canada Inc., Peterborough, Ontario
George Brown College, Toronto, Ontario
Harriet Irving Library (University of N.B.), Fredericton, N.B.
Hitachi (Canadian) Ltd., Toronto, Ontario
Howard University Library, Washington, D.C., USA
Hydro-Quebec, Montreal, Quebec
Idemitsu Uranium Exploration Canada Ltd., Calgary, Alberta
Institute of Nuclear Energy Research, Taiwan, Republic of China
Invar Manufacturing Ltd., Batawa, Ontario
Italmipianti S.P.A., Genova, Italy
Jarda FCS Inc., Montreal, Quebec
Korea Electric Power Corp., Seoul, Republic of Korea
L'Ecole Polytechnique, Montreal, Quebec
London Nuclear Limited, Niagara Falls, Ontario
Lummus Canada Inc., Willowdale, Ontario
Donald L. Lush (Beak Consultants Ltd.), Mississauga, Ontario
M.S.E. Engineering Systems Ltd., Downsview, Ontario
MacLarentech Inc., Toronto, Ontario
MacLaren Plansearch Inc., Toronto, Ontario
Marine Industries Ltd., Montreal, Quebec
Martineau Walker, Montreal, Quebec
Marubeni Canada Ltd., Toronto, Ontario
McMaster University, Hamilton, Ontario
Meikle Engineering Services Ltd., Mississauga, Ontario
MIL Vickers Inc., Montreal, Quebec
Mitsui & Co. (Canada) Ltd., Toronto, Ontario
Monserco Limited, Mississauga, Ontario
N.E.I. Parsons Canada Ltd., Toronto, Ontario
New Brunswick Electric Power Commission, Fredericton, N.B.
New Zealand Electricity, Wellington, New Zealand
Newman Hattersley Ltd., Mississauga, Ontario
Nicholls Radtke Ltd., Cambridge, Ontario
Nova Scotia Power Corporation, Halifax, N.S.
Nova Scotia Research Foundation, Dartmouth, N.S.
NPM Nuclear Project Managers Canada Inc., Mississauga, Ontario
NU-TECH Metals Inc., Arnprior, Ontario
Nuclear Assurance Corp., Georgia, U.S.A.
Nuclear Construction Managers, Montreal, Quebec
Nuclear Insurance Association of Canada, Toronto, Ontario
Nuclear Metals Inc., Concord, Massachusetts, USA
Nuclear Shielding Supplies & Service, Longueuil, Quebec
NUEXCO, Denver, Colorado, USA
NUKEM GmbH, Hanau, West Germany
Ontario Government, Toronto, Ontario
Ontario Hydro, Toronto, Ontario
Ontario Hydro Employees Union/CUPE Local 1000, Toronto, Ontario

Ontario Robotics Centre, Peterborough, Ontario
Pakistan Atomic Energy Commission, Islamabad, Pakistan
Phillips Cables Limited, Brockville, Ontario
PNC Exploration (Canada) Co. Ltd., Vancouver, British Columbia
Qualprotech Inc., Beaconsfield, Quebec
Quebec Ministry of Energy & Resources, Ste. Foy, Quebec
Queen's University, Kingston, Ontario
Reed Stenhouse Limited, Toronto, Ontario
Reuter Stokes Canada Ltd., Cambridge, Ontario
Rio Algom Ltd., Toronto, Ontario
Robertson & Associates, The Coopers & Lybrand Consulting Group,
Toronto, Ontario
The Royal Bank of Canada, Toronto, Ontario
Royal Military College, Kingston, Ontario
Saskatchewan Mining Development Corporation, Saskatoon, Saskatchewan
Seneca College of Applied Arts, Toronto, Ontario
SENE Consultants, Willowdale, Ontario
Shawinigan Lavalin Inc., Montreal, Quebec
SIHI Pumps Limited, Guelph, Ontario
Society of AECL Professional Employees, Deep River, Ontario
Society of Ontario Hydro Professional & Administrative Employees,
Toronto, Ontario
Society of Professional Engineers & Associates, Mississauga, Ontario
Spar Aerospace Ltd., Weston, Ontario
Spectrum Engineering Corporation, Peterborough, Ontario
Square D Canada, Mississauga, Ontario
Sulzer Canada Inc., Pointe Claire, Quebec
Taylor Forge Canada Inc., Hamilton, Ontario
Thyssen Marathon Fine Steels, Mississauga, Ontario
TransAlta Utilities Corp., Calgary, Alberta
TRIUMF, Vancouver, B.C.
University of Regina, Regina, Saskatchewan
University of Saskatchewan Library, Saskatoon, Saskatchewan
University of Toronto, Toronto, Ontario
Uranerz Exploration & Mining Ltd., Saskatoon, Saskatchewan
Urangesellschaft Canada Ltd., Toronto, Ontario
Uranium Information Centre Ltd., Melbourne, Australia
Velan Incorporated, Montreal, Quebec
W.L. Wardrop & Associates Ltd., Winnipeg, Manitoba
Weidmuller Terminations Limited, Markham, Ontario
Westinghouse Canada Inc., Hamilton, Ontario

WHAT NUCLEAR ENERGY MEANS TO CANADA

• Jobs

30,000 direct jobs, many of them high-tech.
Equivalent of nearly 100,000 jobs overall.

• The Economy

\$4 billion per year contribution in 1986, a level of contribution similar to the chemical and automobile industries.

Ontario has already saved \$7 billion in foreign exchange by using uranium rather than coal. Accumulated benefits of Ontario's nuclear program will amount to \$20 billion by the year 2000.

• World Leader in Uranium Exports

Canada's 1986 production of 11,720 tonnes contained more than twice the energy available from Canada's total annual oil production and more than the combined total of Canada's annual oil and gas production.

Canada is the world's leading exporter of uranium bringing in one billion dollars per year in sales.

• Excellent Return on Nuclear Research Investment by Government

The most effective in the western world in terms of electricity produced per research dollar spent to the end of 1986.

	Electricity per US \$ spent (kWh)	Total Expenditure (US \$ billion)
Canada	208	2.6
U.K.	129	8.3
U.S.A.	112	32.9
Japan	94	11.4
France	96	13.3
W. Germany	65	11.6
Italy	23	4.1

• Low Cost Electricity

One half of Ontario's electricity now comes from CANDUs which helps keep Ontario rates among the cheapest in the world.

	Cents per kWh	Minutes Worked to buy 1 kWh
Ontario	5.4	0.28
Sweden	6.2	0.47
San Francisco	11.5	0.54
France	11.9	1.15
Detroit	12.8	0.45
Tokyo	19.4	1.43
New York City	20.7	0.97

Average residential Rates — August 1986

• Reliable Performance

CANDU stations are world leaders in reliability of operation. CANDUs have been consistently rated high in the list of more than 200 reactors world-wide, larger than 500 megawatts capacity. As of July 1, 1987, the top six were CANDUs.

• Prevention of Environmental Damage

If Ontario Hydro had used coal-fired generating plants to produce the same amount of electricity as has been made by its nuclear plants to date, it would have released six million tonnes of acid gas into the atmosphere and produced almost 20 million tonnes of ashes.

All of the used fuel from Canada's nuclear plants would fill an ice hockey rink to about waist high. The coal ashes would require about 25,000 times as much space if coal had been used. What's more the used nuclear fuel still has the potential for recycling to produce much more energy.

• The World Scene

Most industrial countries have a strong commitment to nuclear energy. By 1990 there will be over 500 power reactors in service. At 400,000 MWe this represents more capacity than all the world's hydro-electric plants.

• Reactor Exports

CANDUs currently hold 5% of the world reactor power market which is expected to grow rapidly through the turn of the century. This is a larger share than for most other industries.

• Spin-Off Benefits

Nuclear energy offers many additional beneficial uses and Canada is at the forefront of these developments.

Health and Medicine — Diagnosis, Cancer Therapy, Instruments and Dressings Sterilisation.

Food and Agriculture — Crop Improvement, Pest Control, Food Preservation, Animal Husbandry.

Industry — Gauging, Analysis, Tracers, Navigation Aids.

• Still to Come

Many important potential developments are waiting in the wings — Major district heating concepts, tar-sands extraction, fusion energy, etc.

For further information about Nuclear Energy in Canada contact:
CANADIAN NUCLEAR ASSOCIATION
111 ELIZABETH STREET, TORONTO, ONTARIO
M5G 1P7 (416) 977-6152

APPENDICE "MINE-2"

MÉMOIRE

DE

L'ASSOCIATION NUCLÉAIRE CANADIENNE

AU

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Le mardi, 1^{er} décembre 1987

RÉSUMÉ

L'Association nucléaire canadienne représente 138 entreprises qui donnent du travail à plus de 30 000 Canadiens et dont le chiffre d'affaires global est d'environ quatre milliards de dollars par année. Dans le présent mémoire, on insiste pour que le gouvernement fédéral s'emploie à faire profiter davantage les excellents placements qu'il a faits dans les techniques d'exploitation de l'atome, et qui lui ont déjà tant rapporté.

Plus précisément, l'Association demande au Comité de recommander au gouvernement :

- de tenir pleinement compte, dans ses décisions et déclarations sur les questions financières et énergétiques, de l'importance de l'uranium dans l'économie canadienne et des réussites du Canada dans l'utilisation pacifique et profitable de l'atome;
- d'élaborer de nouveaux programmes en vue d'aider les Canadiens à remplacer les sources d'énergie épuisables, notamment les hydrocarbures, par l'électricité;
- de réaffirmer son intention de ne pas frapper l'électricité d'une taxe de vente fédérale;
- de continuer d'appuyer le libre accès au marché américain de l'uranium;
- de réserver des crédits suffisants pour permettre au Canada de conserver la place privilégiée qu'il occupe sur la scène nucléaire mondiale, grâce à ses installations et à ses activités de recherche et de développement;
- d'appuyer l'engagement pris concernant la construction de réacteurs CANDU

300 dans les provinces canadiennes, afin de favoriser les ventes à l'étranger;

- de se montrer favorable à l'élaboration de modalités de financement qui autoriseraient la vente d'un réacteur à la Turquie, afin d'encourager des entreprises conjointes de même nature et d'ouvrir d'autres portes, à l'étranger;
- de continuer de garantir la sécurité du transport des matières radioactives au Canada et dans son espace aérien.

Avec ces mesures, sera garantie la continuité des emplois dans le domaine minier et les secteurs de la construction et de la fabrication; en outre, on maximisera le rendement des investissements du Canada dans le nucléaire.

INTRODUCTION

L'Association nucléaire canadienne est une organisation à participation facultative qui représente l'industrie nucléaire dans des pourparlers avec le gouvernement et avec le public, sur des questions qui intéressent et préoccupent cette industrie. L'Association entretient des relations étroites avec des organisations comparables au États-Unis, en Europe et en Asie, et agit à titre de porte-parole à qui peuvent s'adresser des représentants de l'industrie, les compagnies d'électricité, les pouvoirs publics, les universités et le grand public pour toutes les questions d'intérêt commun.

L'annexe 1 ci-jointe contient les noms des 138 membres de l'Association et les noms des membres de son conseil d'administration de 1987-1988. On trouve parmi nos membres des fabricants, des compagnies d'électricité, des firmes d'ingénieurs-conseils, des sociétés de construction, des banques, des compagnies d'assurance, des entreprises de transport, des organismes sans but lucratif comme des établissements d'enseignement, des laboratoires de recherche et des syndicats de travailleurs, ainsi que des ministères fédéraux et provinciaux. L'industrie nucléaire donne un emploi direct ou indirect à quelque 100 000 Canadiens. Ensemble, les entreprises qui la composent ont un chiffre d'affaires annuel se rapprochant de quatre milliards de dollars.

Les membres de l'Association représentent une vaste gamme d'entreprises qui oeuvrent dans le domaine de l'énergie. La production d'électricité avec des centrales nucléaires, l'exploitation de mines d'uranium et la mise en pratique de techniques tirant profit des rayonnements ne constituent qu'un mince échantillon de leurs intérêts et du rôle qu'elles jouent dans l'économie

nationale. En effet, nombreuses sont, parmi elles, les sociétés qui s'intéressent également à la conception et à la construction de centrales hydroélectriques et de centrales au charbon. Nos membres représentent également une large tranche du secteur industriel canadien, soucieux de l'alimentation ininterrompue en énergie, condition indispensable à la production de biens, y compris les produits qui consomment de l'énergie, et désireux de maintenir et d'accroître le nombre d'emplois et les placements dans leurs installations.

Vous trouverez à la fin du présent mémoire une feuille d'information intitulée L'énergie nucléaire au Canada, qui comprend les tout derniers renseignements disponibles.

L'habitude, en énergie, étant de parler surtout d'offre et de demande d'hydrocarbures comme le pétrole et le gaz, la plupart des Canadiens seront sans doute surpris d'apprendre que l'uranium produit au Canada ces trois dernières années contenait deux fois plus d'énergie que le pétrole brut extrait pendant la même période et plus de puissance que le gaz et le pétrole brut produits au Canada durant le même laps de temps. Il est également intéressant de souligner que, dans un avenir rapproché, l'énergie nucléaire générera davantage d'électricité, dans le monde entier, que toutes les centrales hydroélectriques réunies.

Lors de rencontres avec l'Association, pendant la dernière année, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Marcel Masse, a bien fait comprendre qu'il est conscient des remarquables réalisations de l'effort nucléaire canadien et de l'importance de cette industrie pour l'économie nationale.

Justement, l'Association entend bien faire en sorte que le public prenne plus largement conscience de ces réalités. Aussi espérons-nous que les décisions et déclarations relatives aux mesures financières et énergétiques officielles traduiront la place importante qu'occupe l'uranium tant au Canada qu'à l'étranger et le fait que les spécialistes canadiens ont réussi à maîtriser l'énergie nucléaire pour l'utiliser à des fins médicales et à d'autres desseins bénéfiques.

Voici un résumé des questions sur lesquelles l'industrie s'entretient avec le gouvernement depuis un certain temps.

1.0 REMPLACEMENT DU PÉTROLE PAR L'ÉLECTRICITÉ

Au Canada, on a réduit de beaucoup la consommation de pétrole canadien, notamment en encourageant l'économie et en réalisant des programmes de remplacement du pétrole et du gaz par l'électricité. Mais on pourrait faire beaucoup plus et réduire les importations de pétrole tout en libérant la production intérieure pour l'exportation.

Par exemple, l'huile à chauffage coûte à Toronto 0,314 \$ le litre; si on suppose un rendement de l'appareil de chauffage de 65 %, on obtient une valeur en électricité équivalant à 0,046 \$ le kilowattheure, prix approximatif que paient la grande majorité des Canadiens. Cependant, à long terme, il est certain que le prix du pétrole augmentera plus rapidement que celui de l'électricité.

Par ailleurs, il faut bien se dire que le pétrole brut est, comme son nom l'indique, une matière non raffinée d'usage limité tandis que l'électricité est un produit fini aux très multiples utilisations. En considérant

l'électricité comme une simple source de chaleur, on s'aperçoit qu'en 1986 les centrales nucléaires d'Ontario ont produit de l'énergie à un coût équivalant à 15 dollars le baril de pétrole.

Donc, il serait avantageux de remplacer le pétrole par l'électricité du nucléaire, dans la mesure du possible, autant pour les usages primaires que secondaires.

Il ne faut pas oublier en outre que les centrales nucléaires produisent des emplois en plus de l'énergie; un autre apport important à l'économie nationale.

Depuis le choc pétrolier de 1973, le Canada a réussi à briser le lien historique qui s'était créé entre croissance économique et augmentation de la consommation d'énergie, surtout par des programmes d'économie du pétrole et l'amélioration des procédés industriels. L'augmentation constante de l'utilisation de l'électricité a été le nerf moteur de ce phénomène. La figure 1 donne la croissance de la demande d'électricité face à la croissance du produit intérieur brut (PIB), en dollars constants. On peut voir que depuis 1973 la consommation d'électricité par unité de PIB n'a cessé de s'accroître, mais à un rythme toujours plus rapide qu'avant cette date. La transition qu'a connue le Canada vers une économie fondée davantage sur le secteur tertiaire est passée obligatoirement par l'amélioration du rendement des usines, par l'automatisation, l'informatisation et la mise en oeuvre de techniques d'exploitation de l'électricité nouvelles et plus efficaces, qui contribuent toutes à faire augmenter la demande d'électricité. Par conséquent, l'accroissement de la consommation d'électricité est un élément important de la stratégie canadienne de la gestion de l'énergie.

RECOMMANDATION

En conséquence, l'Association exhorte le Comité à recommander au gouvernement fédéral de mettre sur pied d'autres programmes en vue d'aider les Canadiens à continuer de remplacer les hydrocarbures par l'électricité d'origine hydraulique ou nucléaire, de génération directe ou indirecte.

2.0 LE NUCLEAIRE ET L'ENVIRONNEMENT

Lorsque le gouvernement de l'Ontario a décidé de se lancer dans le nucléaire, qui fournit aujourd'hui environ la moitié de l'électricité de cette province, il voulait éviter de dépendre largement du charbon importé des États-Unis. Il espérait que le prix du nucléaire se révélerait comparable à celui de l'énergie produite avec du charbon américain. En outre, la sécurité d'approvisionnement en électricité ne serait plus rattachée à l'industrie du charbon des États-Unis et, finalement, des emplois seraient créés en Ontario plutôt que dans l'industrie minière et le transport, chez nos voisins du Sud.

Or, non seulement les avantages envisagés se sont-ils réalisés, mais le nucléaire s'est révélé beaucoup plus économique que le charbon, pour la majeure partie de la demande croissante d'électricité de l'Ontario.

Mais, par-dessus tous les bienfaits, le choix de l'atome de préférence au charbon a permis d'épargner l'environnement, en Ontario et dans d'autres parties du Canada. Les filtres permettent de réduire mais non d'arrêter les émanations de gaz acides et même la consommation de "charbon propre" aggrave l'effet de serre, causé par l'accumulation de bioxyde de carbone et d'autres gaz dans l'atmosphère.

En revanche, l'énergie nucléaire (pour le moment la fission seulement mais

plus tard la fusion, quand ce procédé pourra être réalisé commercialement) peut contribuer à réduire la pollution atmosphérique dans le monde. Le Canada est bien placé pour jouer un rôle important dans cette oeuvre.

RECOMMANDATION

Que le Comité reconnaisse que l'énergie nucléaire peut contribuer à réduire la pollution atmosphérique et l'effet de serre et prie instamment le gouvernement canadien de seconder les efforts déployés par l'industrie en vue d'informer le public sur les bienfaits et les coûts de ce type d'énergie.

3.0 TAXATION DE L'ÉLECTRICITÉ

De temps à autres, des penseurs se demandent s'il ne serait pas avantageux de taxer l'électricité vendue au Canada ou à l'étranger, afin d'augmenter les recettes de l'État.

Mais les champions de ces théories semblent souvent oublier un élément fondamental qui différencie l'électricité des autres sources d'énergie, par exemple les hydrocarbures.

En effet, l'électricité est produite par la force hydraulique ou l'énergie nucléaire, pratiquement inépuisable. Par conséquent, l'électricité est un produit fini dont la fabrication génère des recettes non seulement par les emplois créés mais aussi par les impôts sur les bénéfices des toutes les entreprises qui contribuent aux étapes de la construction et de la fabrication et même des compagnies minières qui ont produit la matière première, sans compter que les administrations provinciales tirent des recettes de la location des cours d'eau.

Sachant que les exportations d'un produit dépendent de son prix, il serait désavantageux de frapper l'électricité d'une taxe qui ferait augmenter son prix et donc entraînerait une réduction des ventes à l'étranger; finalement, c'est l'économie de toute la nation qui en souffrirait.

Et au Canada, les entreprises des secteurs primaire et secondaire comptent sur une électricité à bon marché pour conserver leur position de concurrence sur les marchés étrangers. Taxer l'électricité vendue au Canada équivaldrait à désavantager nos exportateurs et à nuire à notre balance commerciale.

RECOMMANDATION

L'Association exhorte donc le Comité à recommander au gouvernement de réaffirmer son intention de ne pas taxer la vente d'électricité.

4.0 EXPORTATIONS D'URANIUM

Le Canada demeure le principal pays producteur d'uranium; environ 85 % de sa production est exportée et engendre des revenus s'approchant du milliard de dollars. Et le carnet de commandes s'élève à quelque dix milliards de dollars.

Mais des décisions rendues récemment par des tribunaux américains, interdisant au département de l'Énergie des États-Unis d'enrichir de l'uranium étranger destiné à des réacteurs américains, risquent d'entraîner un embargo sur les ventes d'uranium canadien à ce pays. Par ailleurs, un projet de loi protectionniste dont est saisi le Congrès continuerait d'exiger des compagnies d'électricité qu'elles achètent la majeure partie de l'uranium dont elles ont besoin de sources américaines. Ces mesures seraient des plus néfastes pour notre secteur minier, qui donne un emploi direct à quelque 7 000 Canadiens.

Au cours des cinq prochaines années, le marché américain absorberait environ la moitié de la production mondiale de l'uranium non visé par des engagements.

C'est pourquoi nous sommes encouragés par l'accord sur le libre-échange, qui nous laisserait ouvert le marché américain de l'uranium.

En effet, l'entente permettrait aux compagnies d'électricité des États-Unis d'acheter sans limitation l'uranium canadien et éliminerait toutes les dispositions exécutoires relatives à l'enrichissement de ce métal, imposées par le Canada aux exportations d'uranium. Le secteur canadien de l'exploitation des gisements uranifères et de l'affinage de l'uranium accepte ce compromis.

RECOMMANDATION

L'Association et ses membres exhortent le Comité à recommander au gouvernement de tout mettre en oeuvre pour garantir la liberté commerciale avec les États-Unis, en ce qui concerne l'uranium.

5.0 RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

Le gouvernement fédéral a consacré à la recherche et au développement dans le domaine du nucléaire des sommes équivalentes, compte tenu de sa population, à celles affectées par les autres pays qui se sont lancés dans un programme nucléaire. Comme le montre le tableau présenté ci-dessous, le rendement du Canada est exceptionnel; avec la mise de fonds la moins importante, nous obtenons la meilleure performance.

En outre, les sommes consacrées à la recherche et au développement ont déjà engendré des investissements d'environ 35 milliards de dollars, dans le secteur nucléaire.

	Électricité produite pour chaque dollar US consacré à la recherche (en kWh)	Sommes consacrées à la recherche (en milliards de dollars US)
Canada	208	2,6
Royaume-Uni	129	6,3
États-Unis	112	32,9
Japon	94	11,4
France	96	13,3
Allemagne	65	11,6
de l'Ouest		
Italie	23	4,1

Mais ce que le tableau ne dit pas, c'est qu'à ce jour, seuls le CANDU canadien et le réacteur à eau ordinaire, de conception américaine, peuvent être exploités de façon économique. On compte des réacteurs nucléaires en usage ou en construction dans 34 pays et de nombreux autres, dont beaucoup jouissent d'un bon crédit international et sont favorablement disposés à faire des affaires avec le Canada, se préparent à en acquérir. Dans un avenir rapproché, les ventes de réacteurs CANDU et de fournitures et de services connexes pourraient totaliser des dizaines de milliards de dollars et engendrer des dizaines de milliers d'emplois durables.

Mais pour profiter de ces possibilités, il faut conserver notre avance en poursuivant les recherches sur de nombreux aspects du cycle du combustible du CANDU, non seulement pour les ventes à l'étranger mais aussi pour maintenir et même améliorer le rendement supérieur de nos réacteurs canadiens.

Pour convaincre les autres pays que le Canada est disposé à fournir et à entretenir un produit supérieur tirant profit des plus récentes connaissances techniques, il est essentiel que le gouvernement fédéral appuie ouvertement les efforts de l'industrie.

RECOMMANDATION

Le développement ininterrompu d'une industrie très efficace et hautement spécialisée comme la nôtre est tout à l'avantage de l'économie canadienne et sert au mieux les intérêts de nos membres. L'Association exhorte le Comité à recommander au gouvernement de continuer d'investir dans la recherche et le développement, ce qui permettra de maintenir nos installations et nos activités de haut niveau dans ce domaine.

6.0 FABRICATION ET CONSTRUCTION DE RÉACTEURS CANDU

6.1 Au Canada

Le dernier réacteur est en voie de construction à Darlington; il entrera en fonction aux environs de 1992. Si l'on tient compte du temps de construction du premier réacteur d'une grande centrale, fixé par l'Ontario Hydro à huit années, on s'aperçoit que la prochaine centrale ne pourrait entrer en service avant 1996, à condition de la mettre en chantier immédiatement. Et même si on pense qu'on pourrait avoir besoin de l'électricité produite par cette éventuelle centrale avant cette date, il est fort peu probable qu'on soit en mesure de réduire ce délai.

Alors que faire?

Des sondages ont démontré qu'une vaste proportion de Canadiens pensent qu'il reste encore d'énormes possibilités hydrauliques à exploiter pour la production d'électricité, au Canada.

Le tableau qui suit présente le potentiel hydroélectrique restant, que l'on pourrait exploiter de façon économique, exprimé en années, en supposant que la demande continue de croître au rythme actuel.

POTENTIEL HYDROÉLECTRIQUE RESTANT, EXPRIMÉ EN ANNÉES,
EN SUPPOSANT QUE L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE DES QUATRE
DERNIÈRES ANNÉES SE MAINTIENNE

Colombie-Britannique	plus de 50 ans	
Alberta	17 ans	
Saskatchewan	10 ans	
Manitoba	plus de 50 ans	} 11 ans
Ontario	1 an	
Québec	15 ans	
Nouveau-Brunswick	}	moins de 1 an
Nouvelle-Écosse		
Île-du-Prince-Édouard		
Terre-Neuve	plus de 50 ans	
Moyenne des dix provinces	16 ans	

Les compagnies d'électricité ne pensent pas que l'augmentation de la demande observée ces quatre dernières années se maintiendra. Il n'empêche, comme le montre le tableau, qu'un certain nombre de provinces ont atteint le point où elle doivent choisir d'autres sources d'électricité. Du côté du nucléaire, hormis la possibilité de construire un CANDU 300 à la centrale de Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick, il s'écoulera au moins quatre années avant que l'industrie ne puisse répondre à la demande interne.

On débat des avantages du pré-aménagement de centrales hydroélectriques, notamment au Manitoba et au Québec, et de centrales nucléaires, en Ontario, surtout compte tenu des possibilités de ventes accrues d'électricité aux États-Unis. Comme le fait remarquer le document de travail intitulé Fuelling Ontario's Future, publié en septembre 1985 par le ministre provincial de

l'Énergie de l'époque, M. Vincent Kerrio, si la province continue de construire de nouvelles centrales nucléaires, elle sera peut-être en mesure de tirer profit des occasions d'exportation d'électricité que rendront possible les faibles coûts de production. La solution de l'exportation est intéressante parce qu'elle peut représenter la sécurité de l'approvisionnement, en période d'incertitude quant aux tendances de la demande; qu'elle peut contribuer à faire baisser les tarifs dans la province et qu'elle peut maintenir en activité rentable l'actuelle industrie de la construction des centrales. Enfin, en choisissant cette voie, on contribue au développement régional, en période de ralentissement économique.

En réponse à ce document, l'Association faisait remarquer que, pour que la province conserve sa capacité de faire fructifier les excellents placements qu'elle a faits dans le nucléaire, il est de la plus haute importance d'assurer la continuité des moyens élaborés en matière de fabrication et de construction. L'Association a exhorté le gouvernement ontarien et les autorités fédérales à faire en sorte que la construction de centrales nucléaires CANDU au Canada et que les ventes de réacteurs à l'étranger se maintiennent à un niveau qui autorise un avenir rentable pour l'industrie nucléaire canadienne.

En France, par exemple, où environ 70 pour cent de l'électricité intérieure est produite par des centrales nucléaires, les autorités ont confirmé officiellement l'existence d'un plan en vertu duquel une centrale par année doit être vendue ou mise en chantier. Bien entendu, comme ici au Canada, les Français ne peuvent prévoir avec certitude l'évolution de la tendance de la demande; toutefois, cette mesure vise à protéger l'infrastructure nucléaire de ce pays, en période de récession mondiale.

RECOMMANDATION

Par conséquent, l'Association exhorte le Comité à recommander au gouvernement fédéral d'évaluer la situation le plus tôt possible et de prendre les mesures qui s'imposent avec la plus grande diligence. À cet égard, l'aval des autorités fédérales à la nouvelle génération de réacteurs, le CANDU 300, est considéré comme un geste important qui donnera le feu vert aux provinces et permettra d'améliorer les possibilités de ventes à l'étranger.

6.2 À l'étranger

Le prochain réacteur CANDU serait vendu à la Turquie, dans le cadre du projet AKKuyu, qui exigera le soutien du gouvernement fédéral, étant donné qu'Énergie atomique du Canada limitée y participerait en co-propriété.

Le 25 novembre 1985, l'Association a adressé une lettre d'appui à ce projet à la ministre Carney et des copies à ses collègues des Affaires extérieures, des Finances et du Commerce international.

Au nom de ses membres, l'Association a salué la démarche adoptée pour la vente des systèmes nucléaires de production d'électricité, qui a ouvert cette porte au moment même où les pays importateurs sont en plein régime d'austérité et face à la vive concurrence internationale. La proposition canadienne l'a emporté mais, pour que l'industrie décroche le contrat, il faudra que les autorités fédérales approuvent les modalités de financement.

Nul doute que d'autres pays intéressés ont suivi de près l'évolution de l'affaire et ont notamment pris note de la confiance manifestée par le gouvernement fédéral à l'égard des produits qu'il veut exporter.

En soutenant la proposition d'AKKuyu, le gouvernement canadien montrerait clairement que le Canada est déterminé, ressources et confiance à l'appui, à s'engager sur un marché international très concurrentiel concernant des systèmes hautement évolués, avec la ferme intention de remporter la palme. Par ailleurs, cette prise de position aiderait certainement la cause des autres exportations.

RECOMMANDATION

L'Association tient à réaffirmer son appui à la proposition d'AKKuyu et s'engage à soutenir tout projet mixte de même nature pouvant se présenter dans un avenir rapproché, et notamment ceux qui viseront la totalité d'une centrale.

7.0 TRANSPORT DE MATIÈRES RADIOACTIVES

Le Canada jouit d'un dossier exemplaire en matière de transport par terre, mer et air de matières radioactives destinées à des usages médicaux et industriels. L'industrie exerce une surveillance de tous les instants sur ces activités afin de garantir la totale sécurité des pratiques; cette question a d'ailleurs fait l'objet d'une conférence qui s'est déroulée à Toronto sous la double égide de l'Association et de la Canadian Nuclear Society, les 29 et 30 octobre 1987; 114 représentants de l'industrie y ont pris part.

L'Association a appris que le Japon et les États-Unis ont récemment signé une entente en vertu de laquelle, entre autres dispositions, des envois d'oxyde de plutonium provenant d'usines de recyclage européennes pourraient être acheminés au Japon par avion, au-dessus de l'espace aérien du Canada.

Au moment de la rédaction du présent mémoire, nous ne disposons pas de

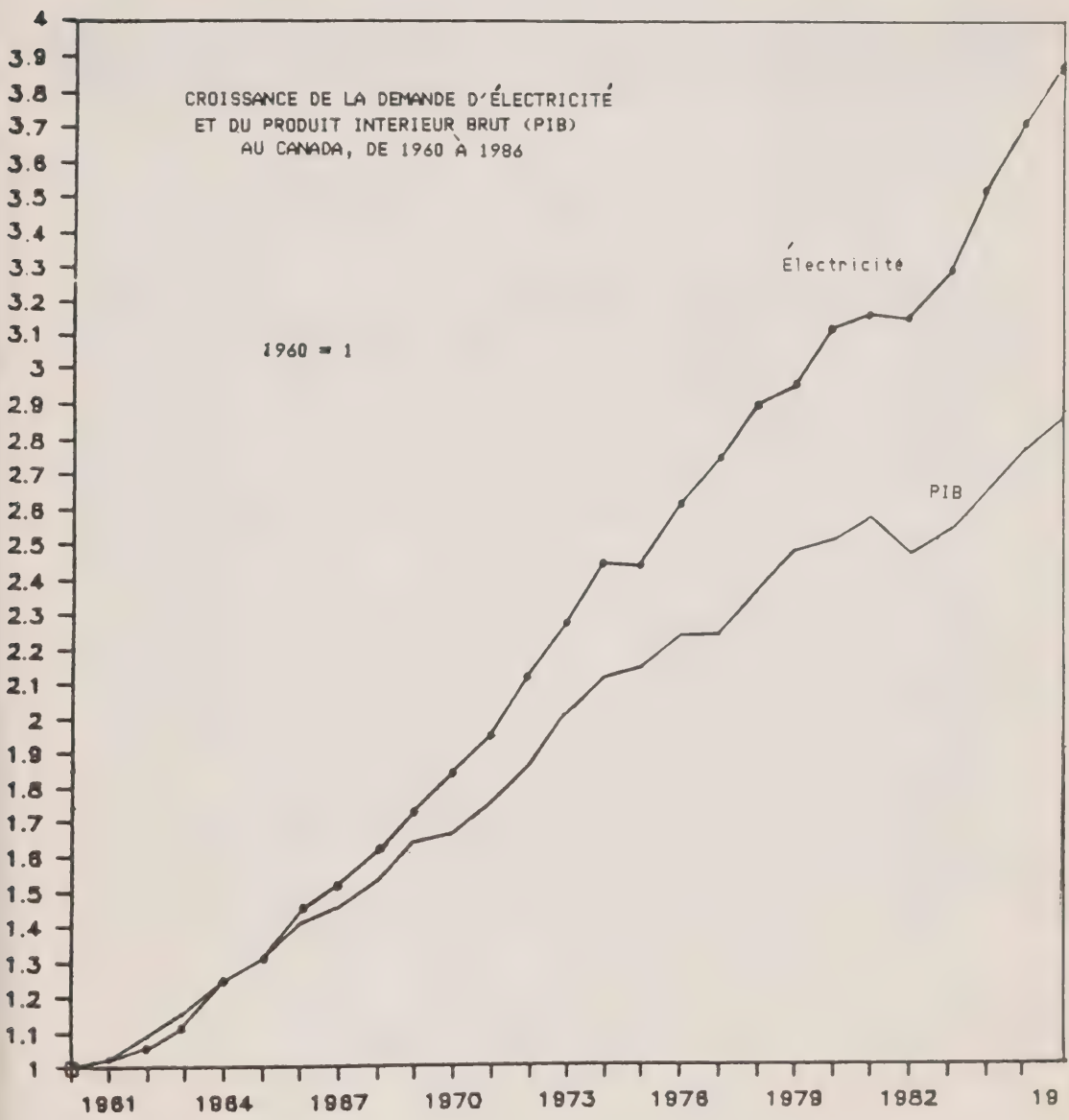
toutes les informations qui nous auraient permis de juger des conséquences possibles de cette entente pour le Canada.

Cependant, nous croyons comprendre qu'on travaille actuellement, aux États-Unis et au Japon, à l'étude et à l'essai de contenants spéciaux. Il faudra que la Commission de contrôle de l'énergie atomique du Canada soit convaincue de l'étanchéité et de la solidité absolues de ces contenants, qui ne devraient rien laisser échapper de leur contenu, en cas d'écrasement d'un avion dans le Nord du Canada.

RECOMMANDATION

Que le Canada soit totalement dédommagé de tous frais découlant de ces envois.

Figure 1

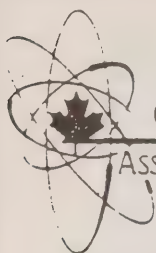




Canadian Nuclear Association
Association Nucléaire Canadienne

DIRECTEUR DE L'ASSOCIATION NUCLEAIRE CANADIENNE
1987-1988

Art Birchenough	President, Canatom Inc.
Jean-Roch Brisson	President, Marine Industries Ltd.
Neil Bryson	Vice President, Westinghouse Canada Inc.
Ralph Bullock	Vice President, Bristol Aerospace Ltd.
Michael Campbell	President, Donlee Mfg. Industries Ltd.
Byron Cavadias	President, CAE Electronics
Nick Ediger	President, Eldorado Resources Ltd.
Hal Dickout	President, Square D Canada
Jim Donnelly	President, Atomic Energy of Canada Ltd.
William Fraser	Vice President, TransAlta Utilities
Jean-Claude Godel	President, Sulzer Canada Inc.
Jack Howett	General Manager, Organization of CANDU Industries
Sam Horton	Executive Vice President, Ontario Hydro
Gene Koczur	Chairman, SENES Consultants
Paul Koenderman	President, Babcock & Wilcox Canada Ltd.
Roy Lloyd	President, Saskatchewan Mining Development Corp.
Alan Lowell	Vice President, Rio Algom Limited
Frank Macloon	Vice President, New Brunswick Electric Power Commission
Bill MacOwan	Vice Chairman, Howden Group Canada
Terrence McGowan	President, Combustion Engineering Canada Ltd.
Joe McNally	Vice President, Hydro-Quebec (Mauricie Region)
Noel O'Brien	Vice President, Denison Mines Limited
John Runnalls	Chairman, Centre for Nuclear Engineering, U. of T.
Paul Scholfield	Vice President, General Electric Canada
Lloyd Secord	Associate Consultant, Wardrop Engineering Group
Jean-Pierre Slama	Chairman, AMOK Limited
Hugo Sonnenberg	President, Lummus Canada Inc.
Werner Strub	Exec. Vice President, Dominion Bridge-Sulzer Inc.
Bob Zellinsky	Vice President, Bingham International Inc.
John Foster	Honourary Director
<u>Ex-Officio</u>	
Irwin Itzkovitch	President, Canadian Nuclear Society



Canadian Nuclear Association
Association Nucleaire Canadienne

Liste des membres de l'Association nucléaire canadienne - Novembre 1987

Acres International Limited, Toronto, Ontario
ALCAN Aluminum Ltd., Montreal, Quebec
American Nuclear Society, LaGrange Park, Illinois, USA
Amok Limited, Saskatoon, Saskatchewan
Andéc Manufacturing Ltd., Rexdale, Ontario
ASEA INC., Montreal, Quebec
Atomic Energy of Canada Ltd., Ottawa, Ontario
Australian Nuclear Science & Technology Organization, Australia
Babcock & Wilcox Canada Ltd., Cambridge, Ontario
BBC Brown Boveri Canada Ltd., Montreal, Quebec
Bechtel Canada Engineers Ltd., Toronto, Ontario
Bingham International Inc., Burnaby, B.C.
The Book Press Ltd., Toronto, Ontario
Bristol Aerospace Ltd., Winnipeg, Manitoba
British Library, Yorkshire, England
British Nuclear Fuels PLC, Cheshire, England
Brown Boveri Howden Inc., Scarborough, Ontario
C-E Canada Ltd., Ottawa, Ontario
CAE Electronics Ltd., Montreal, Quebec
CM Engineering Research Corp., North York, Ontario
Canada Alloy Castings Ltd., Kitchener, Ontario
Canada Wire and Cable Ltd., Don Mills, Ontario
Canadian Electrical Association, Montreal, Quebec
Canadian Institute for Radiation Safety, Elliot Lake, Ontario
Canadian Worcester Controls Ltd., Scarborough, Ontario
Canatom Inc., Montreal, Quebec
Carleton University, Ottawa, Ontario
CECO Consultants Limited, Toronto, Ontario
Centennial College, Scarborough, Ontario
Chalk River Tech. & Technol./CLN Local 1568, Deep River, Ontario
Chromalox Canada Inc., Rexdale, Ontario
Cogema Canada Limited, Montreal, Quebec
College Tool & Die Ltd., Mississauga, Ontario
Le commissariat à l'énergie atomique, Paris, France
Control Data Canada Ltd., Mississauga, Ontario
John Crane Canada Inc., Hamilton, Ontario
Denison Mines Ltd., Toronto, Ontario
Dept. of Energy, Mines & Resources, Ottawa, Ontario
Dept. of Environment, Ottawa, Ontario
Dept. of External Affairs, Ottawa, Ontario
Dept. of Industrial Expansion, Ottawa, Ontario
Dominion Bridge-Sulzer Inc., Lachine, Quebec
Donlee Manufacturing Industries Ltd., Weston, Ontario
Eldorado Resources Ltd., Ottawa, Ontario
Elsam Kraftvaerksgruppen, Fredericia, Denmark

Embassy of Brazil, Ottawa, Ontario
Energy Conversion Systems, Ottawa, Ontario
Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alberta
Euratom Library Commission, Brussels, Belgium
Fachinformationszentrum, Leopoldshafen, West Germany
Farris Industries Canada, Brantford, Ontario
Foster Wheeler Ltd., St. Catharines, Ontario
Foundation Company of Canada Ltd., Toronto, Ontario
General Electric Canada Inc., Peterborough, Ontario
George Brown College, Toronto, Ontario
Harriet Irving Library (University of N.B.), Fredericton, N.B.
Hitachi (Canadian) Ltd., Toronto, Ontario
Howard University Library, Washington, D.C., USA
Hydro-Quebec, Montreal, Quebec
Idemitsu Uranium Exploration Canada Ltd., Calgary, Alberta
Institute of Nuclear Energy Research, Taiwan, Republic of China
Invar Manufacturing Ltd., Batawa, Ontario
Italmimpianti S.P.A., Genova, Italy
Jarda FCS Inc., Montreal, Quebec
Korea Electric Power Corp., Seoul, Republic of Korea
L'Ecole Polytechnique, Montreal, Quebec
London Nuclear Limited, Niagara Falls, Ontario
Lummu Canada Inc., Willowdale, Ontario
Donald L. Lush (Beak Consultants Ltd.), Mississauga, Ontario
M.S.E. Engineering Systems Ltd., Downsview, Ontario
MacLarentech Inc., Toronto, Ontario
MacLaren Plansearch Inc., Toronto, Ontario
Marine Industries Ltd., Montreal, Quebec
Martineau Walker, Montreal, Quebec
Marubeni Canada Ltd., Toronto, Ontario
McMaster University, Hamilton, Ontario
Meikle Engineering Services Ltd., Mississauga, Ontario
MIL Vickers Inc., Montreal, Quebec
Mitsui & Co. (Canada) Ltd., Toronto, Ontario
Monserco Limited, Mississauga, Ontario
N.E.I. Parsons Canada Ltd., Toronto, Ontario
New Brunswick Electric Power Commission, Fredericton, N.B.
New Zealand Electricity, Wellington, New Zealand
Newman Hattersley Ltd., Mississauga, Ontario
Nicholls Radtke Ltd., Cambridge, Ontario
Nova Scotia Power Corporation, Halifax, N.S.
Nova Scotia Research Foundation, Dartmouth, N.S.
NPM Nuclear Project Managers Canada Inc., Mississauga, Ontario
NU-TECH Metals Inc., Arnprior, Ontario
Nuclear Assurance Corp., Georgia, U.S.A.
Nuclear Construction Managers, Montreal, Quebec
Nuclear Insurance Association of Canada, Toronto, Ontario
Nuclear Metals Inc., Concord, Massachusetts, USA
Nuclear Shielding Supplies & Service, Longueuil, Quebec
NUEXCO, Denver, Colorado, USA
NUKEM GmbH, Hanau, West Germany
Ontario Government, Toronto, Ontario
Ontario Hydro, Toronto, Ontario
Ontario Hydro Employees Union/CUPE Local 1000, Toronto, Ontario

Ontario Robotics Centre, Peterborough, Ontario
Pakistan Atomic Energy Commission, Islamabad, Pakistan
Phillips Cables Limited, Brockville, Ontario
PNC Exploration (Canada) Co. Ltd., Vancouver, British Columbia
Qualprotech Inc., Beaconsfield, Quebec
Quebec Ministry of Energy & Resources, Ste. Foy, Quebec
Queen's University, Kingston, Ontario
Reed Stenhouse Limited, Toronto, Ontario
Reuter Stokes Canada Ltd., Cambridge, Ontario
Rio Algom Ltd., Toronto, Ontario
Robertson & Associates, The Coopers & Lybrand Consulting Group,
Toronto, Ontario
The Royal Bank of Canada, Toronto, Ontario
Royal Military College, Kingston, Ontario
Saskatchewan Mining Development Corporation, Saskatoon, Saskatchewan
Seneca College of Applied Arts, Toronto, Ontario
SENEC Consultants, Willowdale, Ontario
Shawinigan Lavalin Inc., Montreal, Quebec
SIHI Pumps Limited, Guelph, Ontario
Society of AECL Professional Employees, Deep River, Ontario
Society of Ontario Hydro Professional & Administrative Employees,
Toronto, Ontario
Society of Professional Engineers & Associates, Mississauga, Ontario
Spar Aerospace Ltd., Weston, Ontario
Spectrum Engineering Corporation, Peterborough, Ontario
Square D Canada, Mississauga, Ontario
Sulzer Canada Inc., Pointe Claire, Quebec
Taylor Forge Canada Inc., Hamilton, Ontario
Thyssen Marathon Fine Steels, Mississauga, Ontario
TransAlta Utilities Corp., Calgary, Alberta
TRIUMF, Vancouver, B.C.
University of Regina, Regina, Saskatchewan
University of Saskatchewan Library, Saskatoon, Saskatchewan
University of Toronto, Toronto, Ontario
Uranerz Exploration & Mining Ltd., Saskatoon, Saskatchewan
Uranengesellschaft Canada Ltd., Toronto, Ontario
Uranium Information Centre Ltd., Melbourne, Australia
Velan Incorporated, Montreal, Quebec
W.L. Wardrop & Associates Ltd., Winnipeg, Manitoba
Weidmuller Terminations Limited, Markham, Ontario
Westinghouse Canada Inc., Hamilton, Ontario

L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CANADA

* Emplois

L'industrie nucléaire entretient quelque 30 000 emplois directs dont un grand nombre dans des domaines de pointe; dans l'ensemble, elle engendre l'équivalent de presque 100 000 emplois.

* Économie

En 1986, l'industrie a enregistré un chiffre d'affaires de quatre milliards de dollars, soit une valeur comparable à l'apport de l'industrie chimique ou du secteur de l'automobile.

En utilisant l'uranium au lieu du charbon américain, l'Ontario a déjà économisé quelque sept milliards de dollars en change. Vers l'an 2000, les avantages accumulés du programme nucléaire ontarien atteindront 20 milliards de dollars.

* Principal exportateur d'uranium

L'énergie contenue dans l'uranium produit au Canada en 1986, soit 11 720 tonnes métriques, équivalait au double de la production pétrolière canadienne de la même année et dépassait la production nationale de pétrole et de gaz.

Avec un revenu annuel d'un milliard de dollars, le Canada est le principal pays exportateur d'uranium.

* Excellent rendement des placements-recherches du gouvernement

Fin 1986, nous jouissions du meilleur rendement de recherches, dans le monde occidental.

	Électricité produite pour chaque dollar US consacré à la recherche (en kWh)	Sommes consacrées à la recherche (en milliards de dollars US)
Canada	208	2,6
Royaume-Uni	129	6,3
Etats-Unis	112	32,9
Japon	94	11,4
France	96	13,3
Allemagne de l'Ouest	65	11,6
Italie	23	4,1

* Électricité bon marché

En Ontario, où les tarifs d'électricité figurent parmi les plus bas au monde, la moitié de l'électricité est produite par des réacteurs CANDU.

	Cents par KWh	Minutes de travail requises pour l'achat d'un KWh
Ontario	5,4	0,28
Suède	6,2	0,47
San Francisco	11,5	1,15
France	11,9	1,15
Detroit	12,8	0,48
Tokyo	19,4	1,43
New York	20,7	0,97

Tarifs résidentiels moyens en août 1986

* Fiabilité

Les centrales CANDU se sont fait une réputation de fiabilité de fonctionnement insurpassée. Ils ont toujours occupé les premiers rangs face à plus de 200 réacteurs de tous les pays, dans la catégorie des 500 MW et plus.

Au 1er juillet 1987, les six premiers de la liste étaient des CANDU.

*** Propreté écologique**

Si l'Ontario avait utilisé depuis le début du charbon plutôt que l'énergie nucléaire pour produire de l'électricité, six millions de tonnes de gaz acides auraient été libérés dans l'atmosphère et quelque 20 millions de tonnes de cendres auraient été produites.

Le combustible usagé de toutes les centrales nucléaires canadiennes occuperait à peu près la surface d'une patinoire de hockey, à hauteur de poitrine; par contre, pour entreposer toutes les cendres du charbon qu'il aurait fallu brûler pour produire la même énergie, il faudrait 25 000 fois plus de place. Qui plus est, le combustible nucléaire peut encore être recyclé pour produire d'autre énergie.

*** Le monde**

Dans la plupart des nations industrialisées, on croit beaucoup au nucléaire. Vers 1990, on comptera plus de 500 réacteurs nucléaires en activité, qui produiront l'équivalent de 400 000 MW, soit davantage que la totalité des centrales hydroélectriques de la planète.

*** Ventes de réacteurs à l'étranger**

Les réacteurs CANDU représentent environ 5 pour cent du marché nucléaire mondial, que l'on s'attend à voir s'élargir rapidement, au tournant du siècle. Cette proportion d'un marché mondial est plus importante que celle détenue par la majorité des autres industries.

*** Retombées**

Outre la production d'électricité, le nucléaire offre une foule de possibilités que le Canada a appris à exploiter mieux que quiconque.

Santé et médecine : radiodiagnostic, radiothérapie pour le traitement du cancer, stérilisation des instruments et des pansements

Alimentation et agriculture : amélioration des récoltes, lutte contre les ravageurs, conservation des aliments, élevage

Industrie : mesurage, analyses, matières traçantes, aides à la navigation.

* Avenir

D'importantes nouveautés sont encore sur les planches à dessin, notamment le chauffage de secteurs urbains entiers, l'extraction des sables bitumineux, la fusion, etc.

Pour plus de détails sur l'énergie nucléaire au Canada, veuillez communiquer avec

L'ASSOCIATION NUCLÉAIRE CANADIENNE
111, rue Elizabeth
Toronto (Ontario)
M5G 1P7

tél. : (416) 977-6152.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Canadian Nuclear Association:

Noel O'Brien, Chairman;
Michael Harrison, President;
Ian Wilson, Vice-President;
Rita Dionne-Marsolais, Vice-President, Information;
Nick Ediger, Director and Past Chairman.

TÉMOINS

De l'Association nucléaire canadienne:

Noel O'Brien, président du conseil;
Michael Harrison, président;
Ian Wilson, vice-président;
Rita Dionne-Marsolais, vice-présidente, Information;
Nick Ediger, directeur et ancien président du conseil.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 35

Tuesday, December 1, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 35

Le mardi 1^{er} décembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Supplementary Estimates (C) 1987-88: Vote 45c
(Atomic Energy of Canada Limited) under
ENERGY, MINES AND RESOURCES

CONCERNANT:

Budget des dépenses supplémentaire (C) 1987-1988:
crédit 45c (Énergie atomique du Canada Limitée)
sous la rubrique ÉNERGIE, MINES ET
RESSOURCES

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, DECEMBER 1, 1987

(55)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:36 o'clock p.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lorne Nystrom, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Member present: Guy St-Julien.

Other Member present: Len Hopkins.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From Atomic Energy of Canada Limited: David Cuthbertson, Corporate Vice-President, Finance; Fernand Paré, Manager of Projects; and Ronald Veilleux, Corporate Secretary and Vice-President Corporate Relations.

The Committee commenced consideration of its Order of Reference dated November 19, 1987, relating to the Supplementary Estimates (C) for the fiscal year ending March 31, 1988. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Tuesday, December 1, 1987, Issue No. 34.*)

Ronald Veilleux made a statement and, with the other witnesses, answered questions.

On motion of Paul Gagnon, it was agreed,—That Vote 45c carry.

At 4:35 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBALLE MARDI 1^{er} DÉCEMBRE 1987

(55)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 36, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lorne Nystrom, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: Guy St-Julien.

Autre député présent: Len Hopkins.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De l'énergie atomique du Canada Limitée: David Cuthbertson, vice-président corporatif, Finances; Fernand Paré, directeur des projets; Ronald Veilleux, secrétaire corporatif et vice-président des relations de l'entreprise.

Le Comité entreprend d'examiner son ordre de renvoi du 19 novembre 1987 relatif au Budget des dépenses supplémentaire (C) portant sur l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du mardi 1^{er} décembre 1987, fascicule n^o 34.*)

Ronald Veilleux fait une déclaration, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

Sur motion de Paul Gagnon, il est convenu,—Que le crédit 45c est adopté.

A 16 h 35, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation du président.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Text]

Tuesday, December 1, 1987

• 1536

The Chairman: I call the meeting to order. We do have a quorum to hear witnesses. The order of the day is Supplementary Estimates (C) 1987; Vote 45c, under Energy, Mines and Resources.

The witnesses today are from the Atomic Energy of Canada Limited. They are Mr. Dave Cuthbertson, Corporate Vice-President, Finance; Mr. Fernand Paré, Manager of Projects; and Mr. Ron Veilleux, Corporate Secretary and Vice-President, Corporate Relations.

Mr. Veilleux, perhaps you could make the presentation and then we could pose some questions.

M. Ronald Veilleux (secrétaire corporatif et vice-président des relations de l'entreprise, Énergie atomique du Canada Limitée): Madame la présidente, membres du Comité, mesdames et messieurs, il me fait plaisir d'être avec vous aujourd'hui pour répondre à vos questions concernant le déclassement du réacteur nucléaire de démonstration, plus communément appelé NPD. Je suis accompagné de M. David Cuthbertson, vice-président corporatif, Finance, et de M. Fernand Paré, directeur des projets au Bureau des opérations CANDU à Montréal. M. Paré, qui a d'ailleurs été très impliqué dans les programmes de déclassement de Gentilly-1 et de Douglas Point, est spécialiste de cette technologie et c'est lui qui administrera le programme de NPD.

Le réacteur NPD est situé à Rolphton, en Ontario. La décision d'entreprendre sa construction a été prise au milieu de la décennie 50 et il a été le premier réacteur dont la conception était fondée sur les caractéristiques de base de la technologie CANDU. Depuis sa date de mise en service, en 1962, il a été utilisé comme banc d'essai pour mettre au point cette technologie et les composantes qui s'y rattachent et à titre d'installation d'entraînement pour les opérateurs des centrales futures. La centrale a été un projet conjoint de l'Énergie atomique du Canada Limitée et d'Ontario Hydro. L'EAEL est responsable de l'implantation du réacteur en tant que tel, tandis que Ontario Hydro s'est chargée de construire la partie classique de la centrale et les installations. En outre, Ontario Hydro est propriétaire du site et assure l'exploitation du réacteur en vertu d'un contrat passé avec l'EAEL.

Le NPD a été le premier jalon indispensable dans la mise au point du programme CANDU et, bien qu'il soit d'une petite taille—une puissance de 20 MWe, comparativement aux grandes unités commerciales de 300 à 1,000 MWe—il a posé les fondations de cette technologie dans laquelle les entreprises canadiennes de services publics ont investi par la suite des sommes d'argent

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mardi 1^{er} décembre 1987

La présidente: Je déclare la séance ouverte. Nous avons le quorum pour entendre des témoignages. Nous examinons aujourd'hui le budget des dépenses supplémentaire (C) 1987; crédit 45c, sous la rubrique Énergie, Mines et Ressources.

Nos témoins aujourd'hui sont de l'Énergie atomique du Canada Limitée. Ils sont M. Dave Cuthbertson, vice-président corporatif, Finances; M. Fernand Paré, directeur des projets, et M. Ron Veilleux, secrétaire corporatif et vice-président des relations de l'entreprise.

Je vous demande de faire votre exposé, monsieur Veilleux, après quoi nous vous poserons des questions.

Mr. Ronald Veilleux (Corporate Secretary and Vice-President, Corporate Relations, Atomic Energy of Canada Limited): Madam Chairman, members of the committee, ladies and gentlemen, I am pleased to be with you today to respond to questions relating to the decommissioning of the nuclear power demonstration reactor, or as it is commonly referred to, NPD. With me at the table are Mr. Dave Cuthbertson, Corporate Vice-President, Finance, and Mr. Fernand Paré, Manager of Projects, from our CANDU operations Montreal office. Mr. Paré will manage the NPD program. He has already been deeply involved in the decommissioning programs at the Gentilly-1 and Douglas Point reactors and is expert in this technology.

NPD is located at Rolphton, Ontario. It was committed in the mid-1950s as the first reactor to incorporate the basic features of CANDU technology and components. Since it came into service 1962, it has been used as a training facility for operators of stations built later. The station was a joint project of AECL and Ontario Hydro. AECL assumed responsibility for the reactor itself, while the utility assumed responsibility for the balance of plant and installations. Ontario Hydro also owns the site and has operated NPD under contract to AECL.

NPD was the necessary first step in the CANDU program and although small—20 MWe versus 300 to 1,000 MWe for commercial scale units—laid the foundation for Canadian utilities' current \$30 billion commitment to this technology. Although power was sold into the Ontario grid, NPD's developmental purposes, coupled with its small size, have precluded profitable

[Texte]

atteignant aujourd'hui environ 30 milliards de dollars. Même si l'électricité produite par le NPD était vendue au réseau de l'Ontario, les fins de développement du produit pour lesquelles il était conçu et sa petite taille ont eu pour effet d'empêcher que son exploitation soit rentable, et chaque partie a pris à sa charge d'une année à l'autre les déficits enregistrés relativement aux domaines d'application du projet qui lui étaient confiés. Pour cette raison, et aussi parce que la partie fédérale du projet a été construite et maintenue en exploitation par la voie de crédits parlementaires, il a été impossible pour l'EACL d'accumuler des réserves pour les dépenses de déclassement.

• 1540

The decommissioning program is in many ways similar to the Douglas Point and Gentilly-1 reactors. Irradiated fuel will be removed from the reactor and the spent fuel bay and stored in concrete canisters. Heavy water will be removed and shipped to Chalk River. The program will also prepare this site for caretaking and safekeeping during the storage and surveillance period.

This three-year program is estimated to cost approximately \$22 million with an annual cost of approximately \$1 million and a maximum of \$1 million for the surveillance period. The supplementary estimates for 1987-88 are for \$8.9 million.

On behalf of the federal government, AECL is responsible for decommissioning the reactor, fuel storage and site surveillance. Because the shut-down decision was taken during the course of this year, no appropriation for this program was voted in the 1987-88 main estimates. AECL must now request supplementary estimates to obtain the necessary funding.

Madam Chairman, in seeking funding support for the decommissioning costs of NPD, AECL also requested that the NPD work program be transferred to the decommission facilities planning element rather than retaining it as a component of our R and D appropriations.

Since operation began in 1962, AECL's proportion of NPD's operating deficit, by agreement with the federal government, has been covered through our R and D appropriations. This distinction was not of primary importance prior to the budget decision of May, 1985, which established a reduction program in the federal appropriation supporting AECL's R and D activities.

Given the May 25 budget, it is now necessary to identify and segregate facilities such as NPD which clearly have no continuing place or value in our R and D programs and therefore should not be part of them nor impact on them. At this time NPD costs are covered only

[Traduction]

operations and each party has annually underwritten deficits relating to its areas of the project. Because of this and the fact that the federal portion of the project was constructed and maintained through parliamentary appropriations, it has been impossible for AECL to develop reserves for decommissioning expenses.

Le programme de déclassement est le même, sous bien des aspects, que celui du réacteur de Douglas Point et du réacteur Gentilly-1. Le combustible irradié sera enlevé du réacteur et de la piscine de stockage du combustible irradié pour être stocké dans des silos de béton. L'eau lourde sera enlevée du réacteur et transportée jusqu'à Chalk River. Il faudra aussi préparer le site pour qu'il soit possible d'en assurer la sécurité au cours d'une période de «stockage sous surveillance».

Le coût approximatif du programme, s'échelonnant sur une période de trois ans, s'élève à 22 millions de dollars, somme à laquelle s'ajoutent des dépenses annuelles d'un million de dollars pour la période de «stockage sous surveillance». Les prévisions budgétaires supplémentaires de 1987-1988 sont de 8,9 millions de dollars.

Au nom du gouvernement fédéral, l'EACL est responsable du déclassement du réacteur, du stockage du combustible et de la surveillance du site. Étant donné que la décision de fermer le réacteur a été prise cette année, le programme de déclassement n'avait pas été prévu dans le budget principal de 1987-1988, de sorte que l'EACL doit maintenant demander un budget supplémentaire pour obtenir les crédits nécessaires.

Madame la présidente, en sollicitant l'apport financier du gouvernement pour les coûts de déclassement du NPD, l'EACL demandait également le transfert du programme des travaux de l'élément de planification, recherche et développement à celui des installations déclassées.

Depuis le début de l'exploitation du NPD en 1962, la portion du déficit d'exploitation provenant à l'EACL a été couverte, sur entente avec le gouvernement fédéral, à même les subventions de recherche et développement. Avant le budget de mai 1985 édictant un programme de réduction des subventions fédérales au soutien des activités de R&D de l'EACL, cette distinction ne revêtait aucune importance essentielle.

Or, avec le budget du 25 mai, il est devenu nécessaire d'identifier et de séparer les installations comme le NPD de nos programmes de R&D puisque, de toute évidence, elles n'y ont pas leur place et ne leur procurent aucun avantage; par conséquent, elles ne devraient pas y être

[Text]

for 1987-88 through an advance from next year's appropriation and remain within our R and D planning element.

My colleagues and myself are available to answer any questions you may have.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Veilleux. Where is Rolphton?

Mr. Veilleux: Rolphton is very close to Chalk River and Deep River and is approximately 40 kilometres west of Chalk River.

The Chairman: You mentioned that the supplementary estimate was \$8.9 million. I believe it is \$8 million in vote 45.

Mr. Veilleux: I am sorry, Madam Chairman. It is \$8 million in the package I have.

The Chairman: It is a three-year program.

Mr. Veilleux: This is the first year of a three-year program. After three years the unit will be fully decommissioned, at least the first phase or first phase and a half. Then it will be at a similar phase to Gentilly-1 or Douglas Point.

Mr. MacLellan: It was costed from the beginning. Did it begin in 1955?

Mr. Veilleux: It was 1962.

Mr. MacLellan: I thought it was 1955. It has been part of your R and D budget. Is that correct?

Mr. Veilleux: That is correct.

Mr. MacLellan: Now you say it should not be part of the R and D budget. Why? Certainly it must have been anticipated that it would have to be decommissioned when its useful life was finished. Why is this decision now being made that it was in the wrong slot and it should be brought out of R and D? Was it not part of R and D? Was it not used to give demonstrations of the CANDU reactor? Was it not also used for experimental work and for testing? So was it improperly slotted, then, initially?

• 1545

Mr. Veilleux: The item was properly slotted initially when it was built in 1962, and remained properly slotted for quite some time. But with the cut of \$100 million in the R and D budget of AECL in May of 1985 with the budget announcement, we believed at that time, and it was agreed at that time, that the decommissioned

[Translation]

comprises, ni autrement se répercuter sur eux. Actuellement, seuls les coûts associés au NPD pour l'exercice 1987-1988 sont couverts au moyen d'une avance sur les crédits parlementaires de l'an prochain; ils demeurent compris dans l'élément de planification recherche et développement.

Mes collègues et moi-même répondrons avec plaisir aux questions que vous pourriez avoir.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Veilleux. Où se trouve Rolphton?

M. Veilleux: Rolphton est très près de Chalk River et de Deep River, et est à environ 40 kilomètres à l'ouest de Chalk River.

La présidente: Vous avez dit que les prévisions budgétaires supplémentaires étaient de 8,9 millions de dollars. Je crois que le crédit 45 est de 8 millions de dollars.

M. Veilleux: Je m'excuse, madame la présidente. D'après les renseignements que j'ai ici, il s'agit de 8 millions de dollars.

La présidente: C'est un programme qui s'échelonne sur trois ans.

M. Veilleux: C'est la première année d'un programme de trois ans. Après trois ans, le réacteur sera complètement déclassé, du moins pour ce qui est de la première étape, ou de la première étape et demie. À ce moment-là le réacteur sera parvenu à une étape semblable à celle du réacteur de Gentilly-1 ou de celui de Douglas Point.

M. MacLellan: Les coûts étaient prévus dès le départ. Est-ce que le réacteur est entré en service en 1955?

M. Veilleux: C'était en 1962.

M. MacLellan: Je pensais que c'était en 1955. Le réacteur a toujours fait partie de votre budget de R&D. Est-ce exact?

M. Veilleux: Oui, c'est exact.

M. MacLellan: Vous dites maintenant que les coûts ne devraient plus faire partie du budget de R&D. Pourquoi? Vous avez certainement prévu qu'il faudrait déclasser le réacteur quand il ne serait plus utile. Pourquoi décide-t-on maintenant que ces coûts ne devraient plus être payés à même le budget de R&D? Pourquoi ces coûts ne font-ils pas partie du budget de R&D? Les installations n'ont-elles pas été utilisées pour faire des démonstrations du réacteur CANDU et pour faire des travaux expérimentaux et des essais? A-t-on attribué ces coûts au mauvais poste dès le départ?

M. Veilleux: Les coûts étaient bien attribués lorsque le réacteur a été construit en 1962, et cela a été le cas pendant assez longtemps. Cependant, avec les compressions budgétaires de 100 millions de dollars du budget R&D de l'AECL en mai 1985, qui ont été annoncés dans le discours du budget, nous avons convenu

[Texte]

facilities. . . I would like to list them. They are heavy water plants in Cape Breton, Port Hawkesbury and Glace Bay; Laprade and Gentilly-1 in Quebec; and Douglas Point in Ontario.

We felt these decommissioned facilities, which had really no further use for research and development, should be classified as separate items. Discussions also took place at that point about NPD also eventually being inserted in that as part of these decommissioned facilities. This is why we feel at this time that NPD should also be transferred to these facilities and that the funds should not be removed from the funds that we get from Treasury Board for our basic R and D programs.

To impose this \$8 million this year on top of the \$100 million cut that we are experiencing will just mean additional cuts for our basic R and D program, and we do not agree with that process.

Mr. MacLellan: Oh, I see. It is to protect the R and D budget.

Mr. Veilleux: Yes.

Mr. MacLellan: I understand now. And this of course is a one-shot expense \$23 million, spent over three years—is that correct?

Mr. Veilleux: That is right, Mr. MacLellan. There will be \$22 million or \$23 million spread over three years.

Mr. MacLellan: It will be costed into the expenses of the reactors that are to be built in the future? How is it to be costed?

Mr. Veilleux: No.

Mr. MacLellan: It is an exceptional expense that will not be costed, is it?

Mr. Veilleux: It is an exceptional expense.

Mr. MacLellan: A footnote on the balance sheet, in other words.

Mr. Veilleux: It will not be recovered in the future. I would like to point out, though, that with the reactors in operation at this time in Ontario and in New Brunswick, provisions are made to have enough funds to decommission the reactors, and also in Ontario to dispose of the fuel, or the waste if you want, when the time comes.

Originally, when the first reactor was built—this reactor was built in 1962—this was not part of the process. But at the same time the governmental system of appropriations does not allow us to accumulate moneys, if you wish, in order to spend them 20 years from now. So that was not allowed and is still not allowed today.

Mr. MacLellan: So how many reactors are in this position, sir?

[Traduction]

à l'époque, que les installations déclassées. . . Je voudrais les énumérer. Il y a les usines d'eau lourde au Cap-Breton, à Port Hawkesbury et à Glace Bay; les centrales de Laprade et de Gentilly-1 au Québec; et celle de Douglas Point en Ontario.

Nous avons jugé que ces installations déclassées, qui ne servaient plus à la recherche et au développement, devraient être considérées à part. À l'époque, on a également discuté de la possibilité d'assimiler le NPD à ces installations déclassées. C'est la raison pour laquelle nous estimons que nous ne devons pas payer le déclassement du NPD à même le budget qui nous est donné par le Conseil du Trésor pour nos programmes de recherche et de développement.

Ce coût supplémentaire de huit millions de dollars, avec les compressions budgétaires de 100 millions de dollars, entraînera de nouvelles réductions de notre programme de recherche et de développement. Nous ne pouvons pas accepter cela.

Mr. MacLellan: Ah bon. Vous voulez protéger votre budget de R&D.

Mr. Veilleux: Oui.

Mr. MacLellan: Je comprends maintenant. Il s'agit d'une dépense forfaitaire de 23 millions de dollars, qui seront dépensés sur trois ans. Est-ce exact?

Mr. Veilleux: C'est exact, monsieur MacLellan. On dépensera 22 millions de dollars ou 23 millions de dollars sur trois ans.

Mr. MacLellan: Ces coûts feront-ils partie du coût des réacteurs qui seront construits à l'avenir? Comment va-t-on tenir compte de ces coûts?

Mr. Veilleux: Non.

Mr. MacLellan: Il s'agit d'une dépense extraordinaire qui sera calculée à part. Est-ce bien cela?

Mr. Veilleux: Il s'agit d'une dépense extraordinaire.

Mr. MacLellan: C'est une note en bas du bilan, autrement dit.

Mr. Veilleux: On ne va pas récupérer cette dépense à l'avenir. Je tiens à signaler, cependant, que nous prévoyons avoir suffisamment de fonds pour déclasser les réacteurs qui sont en service à l'heure actuelle en Ontario et au Nouveau-Brunswick. Nous avons également prévu des fonds pour les coûts de stockage du combustible, en Ontario, c'est-à-dire les déchets, si vous préférez, lorsque le moment sera venu.

On n'avait pas de prévision de ce genre au moment où le premier réacteur a été construit—le réacteur en question a été construit en 1962. Mais en même temps, le système de crédits parlementaire ne nous permet pas d'accumuler des fonds, afin de les dépenser dans 20 ans. Donc cela n'était pas permis à l'époque, et ne l'est toujours pas.

Mr. MacLellan: Combien y a-t-il donc de réacteurs dans ce cas, monsieur?

[Text]

Mr. Veilleux: Well, that is the last one. We have two small research reactors, NRU and NRX, and these will be going on for quite some time. But that is the last one of the prototypes built during 1960 in order to demonstrate the various features of the CANDU program. And these experiments have led to date to a very, very successful CANDU program, and as mentioned, an investment of \$30 billion producing electricity at costs that are certainly very, very competitive compared to other options.

Mr. MacLellan: Does Ontario Hydro have any role in this decommissioning? And if so, is there an agreement drawn up between AECL and Ontario Hydro relating to the total decommissioning work that needs to be done?

Mr. Veilleux: Madam Chairman, maybe I will ask Mr. Paré to answer this question.

Mr. Fernand Paré (Manager of Projects, Atomic Energy of Canada Limited): There is an agreement between Ontario Hydro and AECL for the operations and the construction of the plant. Both phases now have been completed.

For the de-commissioning program, the system is really broken down into two sections: the part that is nuclear and the part that is conventional. The only thing now agreed upon is that the nuclear portion remains with AECL or under AECL's responsibility and that the conventional section is with Ontario Hydro. We have to sit down and look at the details on the impact of one party on the other. This now is an ongoing process.

• 1550

Mr. MacLellan: What is the role of the Atomic Energy Control Board in this de-commissioning? Is it party to the contract as well?

Mr. Paré: It is not party to the contract. We are required by law to meet the regulatory requirements, be it an operating station or a waste management station or facility or whatever to do with nuclear energy. In this instance, we are at the present time still under the operating licence.

When the next phase of the de-commissioning is terminated, we will again continue to be licensed by the Atomic Energy Control Board under a waste management licence. It will be in this set-up for a number of years to come. It will be licensed as a waste management facility.

Mr. MacLellan: You talk about a storage with surveillance. What is this going to involve? Is this an indefinite thing? What costs are we looking at with it?

Mr. Paré: As mentioned, we are looking at a maximum cost of \$1 million, but it is more likely to be in the order of around \$500,000 per year. It involves site inspections and monitoring of the environment in the immediate area.

Mr. MacLellan: Indefinitely.

[Translation]

M. Veilleux: C'est le dernier. Il y a deux petits réacteurs de recherche, NRU et NRX, et ils vont fonctionner pendant encore assez longtemps. Mais c'est le dernier réacteur des prototypes construits pendant les années 60 pour la démonstration de différents aspects du programme CANDU. Grâce à ces expériences, le programme CANDU a connu beaucoup de succès. Comme nous l'avons mentionné, il s'agit d'un investissement de 30 milliards de dollars qui a produit de l'électricité à des coûts très concurrentiels.

M. MacLellan: Hydro-Ontario joue-t-il un rôle dans le déclassement du réacteur? Si oui, y a-t-il une entente entre l'AECL et Hydro-Ontario concernant tous les travaux de déclassement qui doivent être faits?

M. Veilleux: Madame la présidente, je vais demander à M. Paré de répondre à la question.

M. Fernand Paré (directeur des projets, Énergie atomique du Canada Ltée): Il y a une entente entre Hydro-Ontario et l'AECL concernant les activités et la construction de la centrale. Les deux étapes sont maintenant terminées.

Pour ce qui est du programme du déclassement, il y a la partie du système qui est nucléaire et celle qui est classique. La seule chose sur laquelle on est d'accord, c'est que l'aspect nucléaire demeure la responsabilité de l'AECL et que la partie classique est la responsabilité d'Hydro-Ontario. Il va falloir examiner les détails de l'incidence des deux parties l'une sur l'autre. Cela se fait à l'heure actuelle.

M. MacLellan: Quel est le rôle de la Commission de contrôle de l'énergie atomique dans le déclassement des réacteurs? A-t-elle signé l'entente également?

M. Paré: Elle n'a pas signé l'entente. La loi nous oblige à respecter les règlements, qu'il s'agisse d'une centrale qui est en activité ou d'une installation de gestion des déchets ou de toute autre installation qui a un rapport avec l'énergie nucléaire. À l'heure actuelle, nous fonctionnons toujours conformément à la licence d'exploitation.

Lorsque la prochaine étape du déclassement sera terminée, nous aurons toujours une licence de gestion des déchets qui nous est donnée par la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Ce sera le cas pendant un certain nombre d'années à venir.

M. MacLellan: Vous avez parlé d'un stockage avec surveillance. Qu'est-ce que cela comporte? Est-ce que cela se fait pendant une période indéfinie? Quels sont les coûts?

M. Paré: Comme nous l'avons dit, nous pensons que le coût ne dépassera pas un million de dollars, mais en fait il sera probablement de l'ordre de 500,000\$ par an. Il y aura des inspections du site et des contrôles de l'environnement dans la région immédiate.

M. MacLellan: Pendant une période indéfinie.

[Texte]

Mr. Paré: Until the decision is made to go to the next phase of de-commissioning. At this moment, there is still potential for the site to be re-used as a nuclear site, so it is maintained as a—

Mr. MacLellan: What if it is not used as a nuclear site? Does the surveillance continue indefinitely? What is the next step? Presumably this three-year program is the first step. What is the second step?

Mr. Paré: It is actually the second step of the three phases. If we look at what is considered the full scope of de-commissioning, you have the shutdown phase, removal of the fuel and heavy water and really a mothballing of the station. The second phase, which is the one we are trying to achieve, is containing the radiological hazards that are there and using the site for other non-nuclear purposes as well. The third phase is a complete dismantling and removal of all the equipment and the green grass concept—a return to green grass.

Mr. MacLellan: Is it being contemplated?

Mr. Paré: It is contemplated but in the future of, say, 50 years and beyond.

M. St-Julien: À la page 3, vous dites ceci:

L'eau lourde sera enlevée du réacteur et transportée jusqu'à Chalk River.

Comment faites-vous le transport de l'eau lourde?

M. Paré: On se sert de contenants en acier. C'est une méthode qui a été mise au point par les Français et qui a pour nom *Pégase flask*. Elle est autorisée par la Commission de contrôle de l'énergie atomique. On transporte de 100 à 120 grappes de combustible lors de chaque voyage.

M. St-Julien: Combien de voyages devez-vous faire?

M. Paré: On a environ 5,000 grappes. Vous n'avez qu'à faire le calcul.

M. St-Julien: Quelles mesures de sécurité prend-on lors du transport?

M. Paré: On se sert d'un camion spécial. Chaque voyage est contrôlé par la Commission de contrôle de l'énergie atomique, au chargement et au déchargement. On fait aussi un inventaire des grappes de combustible à chaque endroit.

M. St-Julien: Est-ce que la population est avisée du jour du transport de ces déchets nucléaires?

M. Paré: Vous me demandez si elle est au courant qu'il y a transport de déchets nucléaires?

Mr. Veilleux: Excuse me, Madam Chair, I can answer this one. There are rules and regulations concerning the transport of nuclear material between various sites. It is all under the control of the Atomic Energy Control Board. The rules and regulations stipulate that we do not

[Traduction]

M. Paré: Jusqu'à ce qu'on décide d'aller de l'avant avec la prochaine étape du déclassement. À l'heure actuelle, il est toujours possible qu'on utilise de nouveau le site pour une installation nucléaire, donc on l'entretient. . .

M. MacLellan: Et qu'est-ce qui se passera si on ne l'utilise pas comme site d'une installation nucléaire? La surveillance ne continue-t-elle pas pendant une période indéfinie? Quelle est la prochaine étape? Je suppose qu'il s'agit de la première étape d'un programme de trois ans. Quelle est la deuxième étape?

M. Paré: C'est la deuxième étape d'un programme de trois étapes. Le déclassement complet comprend l'étape de la fermeture, l'enlèvement du combustible et de l'eau lourde et la mise en veilleuse de la centrale. Lors de la deuxième étape, celle que nous essayons de réaliser, on circonscrit les dangers de radiation et on utilise le site à d'autres fins nucléaires. La troisième étape est le démantèlement complet et l'enlèvement de tout l'équipement. On cherche à faire repousser la pelouse. . . c'est l'étape de la pelouse.

M. MacLellan: Pense-t-on y arriver un jour?

M. Paré: On pense y arriver, mais à l'avenir, mettons, 50 ans ou plus.

Mr. St-Julien: On page 3 you say:

Heavy water will be removed and shipped to Chalk River.

How will you be shipping the heavy water?

Mr. Paré: We will use steel containers. The method was developed by the French. The containers are called *Pégase* flasks. The method is authorized by the Atomic Energy Control Board. We will be shipping between 100 and 120 fuel bundles each time.

Mr. St-Julien: How many trips will you have to make?

Mr. Paré: There are about 5,000 bundles. So, it is just a question of dividing that by the number we can carry each time.

Mr. St-Julien: What safety precautions are taken during the shipment?

Mr. Paré: We use a special truck. The loading and unloading of each truck is monitored by the Atomic Energy Control Board. We also make an inventory of the fuel bundles at each site.

Mr. St-Julien: Is the local population told when shipments of nuclear waste will be passing through their region?

Mr. Paré: You are asking whether people are aware that nuclear waste is being shipped through their area?

M. Veilleux: Excusez-moi, madame la présidente, je peux répondre à cette question. Il y a des règlements concernant le transport de matières nucléaires entre différents sites. Tout cela est contrôlé par la Commission de contrôle de l'énergie atomique. En accord avec les

{Text}

announce it to the public. Certainly all the parties to be in the area are very well aware of what is going on; this includes the provincial governments, environment, the local police and so on. Everyone is very well informed, but we do not at any point in time announce the individual movement of fuel between sites. It is done totally under the control of the Atomic Energy Control Board, the Department of the Environment, Transport; everyone gets involved.

• 1555

M. St-Julien: Donc, vous l'annoncez à la population seulement en cas d'accident? Si vous n'avez pas la population à l'avance du jour du transport, vous serez obligés de l'informer s'il y a un accident.

M. Veilleux: C'est une question hypothétique. Selon nous, il n'y aura pas d'accidents. Les contenants utilisés pour transporter ces grappes de combustible sont vérifiés par la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Ils peuvent tomber d'assez haut sans s'ouvrir. Donc, je ne vois pas comment il pourrait se produire un accident. Le seul genre d'accident qui pourrait se produire, ce serait qu'un camion frappe une automobile ou quelque chose du genre. Mais, à ce moment-là, aucune matière nucléaire ne serait répandue dans l'environnement à cause des contenants et des précautions prises au départ pour empêcher ce genre d'accident.

Il faut aussi dire que les forces policières sont impliquées dans le déplacement de ces matières et qu'elle connaissent bien la procédure à suivre pour informer la population en cas de nécessité.

M. St-Julien: A-t-on trop tardé à déclasser le réacteur nucléaire de démonstration?

M. Veilleux: Je pense qu'on n'a pas trop tardé. La centrale est en service depuis 1962, soit depuis 24 ans. On apprenait toujours davantage sur le fonctionnement des diverses parties qui font marcher un réacteur de ce genre. Cependant, à un moment donné, la vie utile de la centrale a pris fin et les coûts n'étaient plus justifiés. Il a donc fallu prendre la décision de la fermer.

M. St-Julien: Vous avez parlé tout à l'heure de Gentilly au Québec. Les déchets nucléaires de Gentilly sont-ils acheminés au Québec ou en Ontario?

M. Veilleux: Les déchets produits au Québec sont entreposés sur le site même, dans des contenants fabriqués spécifiquement pour contenir ce genre de déchets. Encore une fois, ces contenants sont approuvés sous licence par la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Peut-être mon collègue aimerait-il ajouter quelque chose.

M. Paré: Il s'agit de silos en béton qui ont été approuvés spécifiquement pour cet usage. Ils ont été mis au point à nos laboratoires à Whiteshell à partir de 1975.

M. St-Julien: Est-ce qu'il se fait actuellement au Québec une étude sur l'entreposage de ces déchets nucléaires au nord du Québec?

[Translation]

règlements, nous ne faisons pas d'annonce publique. Les gouvernements provinciaux, les responsables de l'environnement, la police locale, etc., sont certainement informés de ce qui se passe. Tout le monde est bien informé, mais nous ne faisons jamais d'annonce des expéditions de combustible d'un site à un autre. Cela se fait complètement sous le contrôle de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, avec la participation du ministère de l'Environnement et du ministère des Transports.

Mr. St-Julien: So you only inform the population if there is an accident? If you do not tell people ahead of time which day the shipment will be made, you must be obliged to inform them if there is an accident.

Mr. Veilleux: That is a hypothetical question. In our opinion, there will not be any accidents. The containers used to ship the fuel bundles are checked by the Atomic Energy Control Board. They can fall quite a distance without breaking. Therefore, I fail to see how there could be an accident. The only possible kind of accident would be if a truck were to hit a car or something of the sort. However, even if that were to happen, no nuclear material would be released into the environment, precisely because of the containers we use and the precautions we take to prevent accidents of this type.

We should also mention that the police are involved when we ship nuclear material, and they are very familiar with the procedure to follow if it should become necessary to inform the population.

Mr. St-Julien: Did we wait too long to decommission the demonstration nuclear reactor?

Mr. Veilleux: I do not think so. The station has been in operation since 1962, for 24 years. We were always learning more about the operation of the various parts that make a reactor of this type work. However, at a certain point, the station became less useful and the costs could no longer be justified. We therefore were obliged to make the decision to close it down.

Mr. St-Julien: Earlier you talked about the Gentilly installation in Quebec. Is the nuclear waste from Gentilly shipped to Quebec or to Ontario?

Mr. Veilleux: The waste produced in Quebec is stored on-site, in containers that are specially manufactured for this type of waste. Once again, the containers are approved under a licence from the Atomic Energy Control Board. Perhaps my colleague would like to add something.

Mr. Paré: The waste is stored in concrete silos that were specifically approved for this purpose. They were developed in our Whiteshell laboratories in 1975.

Mr. St-Julien: Is there a study under way at the present time in Quebec on storing nuclear waste in Northern Quebec?

[Texte]

M. Veilleux: Autant que je sache, l'Énergie atomique du Canada ne fait aucune étude et n'a signé aucun contrat d'entreposage de déchets nucléaires où que ce soit au Canada. Nous faisons de la recherche. Le but de notre programme est de prouver un concept et non d'enfouir. Lorsque le concept aura été clairement prouvé et lorsqu'il aura été étudié et approuvé par la Commission de contrôle de l'énergie atomique, le ministère de l'Environnement et d'autres organismes, il y aura des débats publics dans le but de trouver un endroit pour enfouir les déchets. À l'heure actuelle, il n'y a, à la compagnie, aucun programme d'enfouissement des déchets au Canada.

M. St-Julien: L'Énergie atomique du Canada et Hydro-Ontario ont-elles signé une entente établissant qui serait responsable en cas d'accident lors du déclassement du réacteur nucléaire?

• 1600

M. Veilleux: Nous n'avons pas la réponse à cette question. Si vous le voulez bien, je vais me renseigner et on enverra la réponse au secrétaire du Comité.

M. St-Julien: Merci.

Mr. Gagnon: To follow up on Mr. St-Julien's questions, we have had the facility which was on stream since 1962 to prove up the CANDU technology and we have had a number of reactors that have come along which were of commercial value. Is it not a fair assessment that the R&D value of this was long, long ago used up?

Mr. Veilleux: The value was long ago paid for, there is no doubt about it Madam Chairman. I think the value, the amount of money invested originally in that reactor—I believe the amount was \$26 million in 1962 dollars—was paid many times over. But in this type of business we are talking about very long cycles of operations and the scientists at Atomic Energy of Canada Limited believe they can learn as the reactor is aging. Some of the research that they are performing as the reactor is aging can help us to better design some of the components. Madam Chairman, I believe that is why we kept the reactor going for that long period of time.

At the present time we have some operating reactors that have been on line for several years, like Pickering 1 and 2, and therefore the usefulness of this reactor to compare with what we can get from the operating reactors is not justified any more.

Mr. Gagnon: How much was budgeted for the operating costs for this facility for this year?

Mr. David Cuthbertson (Corporate Vice-President, Finance, Atomic Energy of Canada Limited): At the outset it was expected that the reactor would be in operation for the full year. From a sales point of view the operating loss that would be absorbed under our R&D management and funding was of the order of \$2.5 million.

[Traduction]

Mr. Veilleux: As far as I know, Atomic Energy of Canada is not involved in any study and has not signed any contract for storing nuclear waste anywhere in Canada. We are doing research. The purpose of our program is to prove the validity of a concept, not to bury the waste. When the validity of the concept has been clearly proven, and once it is studied and approved by the Atomic Energy Control Board, the Department of the Environment and other bodies, there will be a public debate to find a place to bury the waste. At the present time, AECL does not have a waste burial program in Canada.

Mr. St-Julien: Did Atomic Energy of Canada and Ontario Hydro sign an agreement that specified which party would be responsible if there were an accident while the nuclear reactor was being decommissioned?

Mr. Veilleux: We cannot answer this question. With your permission, I will find out about it and I will have the answer sent to the committee secretary.

Mr. St-Julien: Thank you.

M. Gagnon: Je vais continuer dans la même ligne que M. St-Julien. Cette installation fonctionne depuis 1962 pour mettre la technologie CANDU à l'épreuve. Depuis, nous avons eu plusieurs réacteurs commerciaux. N'est-il pas juste de dire que ce réacteur a depuis longtemps perdu sa valeur de R&D?

M. Veilleux: Il nous a rapporté assez pour avoir fait ses frais depuis longtemps, il n'y a aucun doute là-dessus, madame la présidente. Je pense que le réacteur nous a rapporté plusieurs fois ce qu'il nous a coûté au départ—26 millions de dollars en dollars de 1962, je crois. Dans ce genre d'entreprise, les cycles de fonctionnement sont très longs et les scientifiques de l'Énergie atomique du Canada Ltée sont convaincus qu'ils peuvent en apprendre encore à mesure que le réacteur vieillit. Certaines des recherches que nous faisons sur le vieillissement du réacteur pourront nous aider à améliorer la conception de certains de ces éléments. Madame la présidente, c'est pour cette raison-là, je crois, que le réacteur a fonctionné si longtemps.

Aujourd'hui, nous avons des réacteurs commerciaux qui fonctionnent depuis plusieurs années, comme les réacteurs 1 et 2 de Pickering, de sorte que nous ne pouvons plus justifier l'exploitation de ce réacteur pour la comparer avec celle des réacteurs commerciaux.

M. Gagnon: Quel était le budget de fonctionnement de l'installation pour cette année?

M. David Cuthbertson (vice-président, Finances, Énergie atomique du Canada Ltée): Au début, nous prévoyions que le réacteur fonctionnerait toute l'année. Du point de vue des ventes, disons que cette exploitation à perte était de l'ordre de 2,5 millions de dollars, qu'il nous aurait fallu absorber dans notre budget de gestion et de financement de la R&D.

[Text]

Mr. Gagnon: How much was expended and what is going to happen to the unexpended balance?

Mr. Cuthbertson: About \$5 million was expended prior to the shutdown in this fiscal year. I think that would be for the course of April and part of May, and the balance of \$2.2 million or thereabouts is available to contribute toward the funding of the total decommissioning costs this fiscal year.

Mr. Gagnon: So actually your decommissioning costs this year are the \$8 million plus the \$2.25 million.

Mr. Cuthbertson: That is right, \$11.1 million.

Mr. Hopkins: What would have happened in this case insofar as costs for decommissioning of MPD if Mr. Wilson had not cut your R&D budget by \$100 million over five years and lifted an additional \$70 million out of your reserves? Would you still have been back here asking for a supplementary estimate today?

Mr. Cuthbertson: Had the regime prior to the 1985 budget cut been maintained, I believe we would have had 100% of the costs either of continuing to operate the deficit resulting from continuing operations, or in this case, the combination of that deficit for one and a half months and the full costs of the subsequent decommissioning. I think they would have been 100% covered by the funding of our R&D activities.

Mr. Hopkins: You had an additional supplementary for Gentilly-1, did you not, for the decommissioning of it? Or did you decommission it out of your R&D funding?

• 1605

Mr. Veilleux: There was a supplementary for Gentilly-1, and the amount was \$24 million.

Mr. Hopkins: What was the big difference between it and the \$8 million we see here? Is it \$24 million for Gentilly and \$8 million here?

Mr. Cuthbertson: The \$8 million we see here is just the first year of a three-year program. The total cost is \$22 million or \$23 million.

Mr. Hopkins: Okay, that is your figure at the top of page 3. In the middle paragraph on page 3 you say that AECL also requested that the NPD work program be transferred to the decommissioned facilities planning element. What is that?

Mr. Veilleux: This is an element that has been set apart by the government in order to allow the corporation to deal with the facilities that have no real R and D value any more for the corporation. They include the heavy

[Translation]

M. Gagnon: Quelle part de ce budget avez-vous dépensée et que ferez-vous du solde?

M. Cuthbertson: Nous avons engagé environ 0,5 million de dollars avant d'être forcés de fermer le réacteur au cours de la présente année financière. Je pense que c'était pour avril et pour une partie du mois de mai. Le reste, c'est-à-dire environ 2,2 millions de dollars, nous servira à couvrir une partie du coût total de déclassement qu'il nous faut supporter pour l'année financière.

M. Gagnon: Cela revient à dire que vos coûts de déclassement pour cette année sont de 8 millions de dollars, plus ces 2,25 millions de dollars.

M. Cuthbertson: C'est exact, 11,1 millions de dollars.

M. Hopkins: Comment auriez-vous absorbé le coût du déclassement du NPD si M. Wilson n'avait pas amputé votre budget de R&D de 100 millions de dollars sur cinq ans, en plus de prélever 70 millions de dollars sur vos réserves? Auriez-vous été forcé de venir ici pour nous demander un budget supplémentaire, comme aujourd'hui?

M. Cuthbertson: Si nous avons conservé les mêmes crédits qu'avant les coupures budgétaires de 1985, je pense que nous aurions supporté 100 p. 100 du coût, soit que nous ayons continué à accumuler un déficit d'exploitation, soit, comme c'est le cas, en supportant ce déficit pendant un mois et demi, puis en devant payer la totalité du déclassement. Je pense que tous ces coûts auraient été couverts par notre budget de R&D.

M. Hopkins: Vous avez présenté un budget supplémentaire pour le déclassement du réacteur Gentilly-1, n'est-ce pas? Ou l'avez-vous déclassé à même votre budget de R&D?

M. Veilleux: Dans le cas du réacteur Gentilly-1, il y a un eu un budget supplémentaire de 24 millions de dollars.

M. Hopkins: Qu'est-ce qui explique cette grosse différence par rapport aux huit millions de dollars dont vous nous parlé? S'agit-il de 24 millions de dollars pour Gentilly et de huit millions de dollars dans le cas qui nous occupe?

M. Cuthbertson: Les huit millions de dollars dont nous parlons ne couvrent que la première année d'un programme étalé sur trois ans. Le coût total est de 22 ou 23 millions de dollars.

M. Hopkins: Je vois; c'est le chiffre qui figure au haut de la page 3. Dans le paragraphe du milieu de cette page, vous dites que l'EACL a aussi demandé que le programme des travaux du NPD soit inscrit sous le poste de planification des installations déclassées. De quoi s'agit-il?

M. Veilleux: C'est un poste que le gouvernement a prévu pour que notre société puisse y inscrire les installations qui n'ont plus aucune valeur réelle de R&D pour nous. Ce sont les usines d'eau lourde de Laprade,

[Texte]

water plants at Laprade, Port Hawkesbury, and Glace Bay, the Gentilly-1 reactor, and the Douglas Point reactor, and we were hoping that this small demonstration reactor could eventually become part of that element.

Mr. Hopkins: This supplementary estimate includes your decommissioning and your storage, but is there anything in there to add to the R and D part of your budget for finding safe disposal of your waste? You are obviously adding to your waste product at Chalk River. Everything comes back. We in Chalk River take everything from everybody. We take all this waste material. We have hearts of gold up there, and I am certainly glad you found out where Rolphoton is today.

The Chairman: I did not know.

Mr. Hopkins: Should there not be some money in this estimate to cover additional research and development for the disposal of waste if indeed by decommissioning these things we are also adding to our waste quantity?

Mr. Veilleux: The corporation, as part of its R and D program, has already been allotted a significant amount of money to deal with waste disposal. I am not sure the amount of waste tied to the decommissioning of this reactor would make a significant impact on the waste management budget we have; but I do not believe so, not at this point in time.

Mr. Hopkins: You mention at the bottom of page 3 that this distinction was not of primary importance prior to the budget decision of May 1985, which established a reduction program in the federal appropriations supporting AECL's R and D activities. That was the announcement about the \$100 million. Sixty million dollars of that has already been cut out of the AECL budget. You have another \$25 million to go out of your R and D budget next year, and an additional \$15-million reduction the following year. This is going to continue to put you on a very stringent course.

Can you foresee coming back to ask for more supplementary estimates in order to handle your waste products on a long-term basis and indeed to keep the whole operation going and meaningful, other than your storage?

Mr. Veilleux: I believe that when Mr. Donnelly, the president of AECL, appeared before this committee two or three weeks ago he indicated that, with the support received in 1987-88, we will be short a few dollars, but with all kinds of adjustments to our various programs it will be possible for the corporation to balance its budget. I have heard it is a different problem for next year, 1988-89. It is too early, Madam Chairman, to tell if that sort of program will have an impact on the overall budget of the corporation.

[Traduction]

Port Hawkesbury et de Glace Bay, le réacteur Gentilly-1 et celui de Douglas Point; nous espérons que ce petit réacteur de démonstration pourrait finir par être classé dans ce poste.

M. Hopkins: Votre budget supplémentaire comprend vos coûts de déclassement et d'entreposage, mais avez-vous prévu d'ajouter quelques choses à votre budget de R&D pour trouver un moyen d'éliminer vos déchets en toute sécurité? Vous comptez manifestement envoyer vos déchets à Chalk River, car tout retourne à Chalk River. Nous autres, à Chalk River, nous prenons tout ce qu'on nous envoie. Nous acceptons tous ces déchets. C'est bien connu, nous avons un cœur d'or; je suis très heureux de voir que vous avez découvert aujourd'hui où Rolphoton est situé.

La présidente: Je ne le savais pas.

M. Hopkins: Ne devriez-vous pas prévoir des fonds dans votre budget supplémentaire pour les travaux supplémentaires de R&D que vous devrez faire si le déclassement du réacteur entraîne une importante augmentation de la masse de déchets?

M. Veilleux: Le programme de R&D de la société dispose déjà d'un budget important pour l'élimination des déchets. Je ne suis pas sûr que la quantité de déchets qui résultera du déclassement de ce réacteur aura d'importantes répercussions sur notre budget de gestion des déchets, mais je ne le pense pas, pas pour le moment du moins.

M. Hopkins: Au bas de la page 3, vous dites que cette distinction n'était pas d'une importance capitale avant la décision budgétaire de mai 1985, qui instaurait un programme de réductions des crédits fédéraux consentis pour les activités de R&D de l'AECL. C'était l'annonce au sujet des 100 millions de dollars. Depuis, on a déjà retranché 60 millions de dollars du budget de l'AECL. On vous coupera encore 25 millions de dollars de votre budget de R&D l'an prochain, et 15 millions de dollars encore l'année suivante. Ces coupures vont continuer de vous obliger à jouer très serré.

Pensez-vous que vous serez forcé de revenir nous présenter des budgets supplémentaires afin d'avoir les moyens de traiter vos déchets à long terme, voire de poursuivre une exploitation valable, autrement qu'en entreposant des déchets?

M. Veilleux: Je pense que quand M. Donnelly, le président de l'AECL, a comparu devant votre Comité il y a deux ou trois semaines, il a dit que nous serions un peu à court, avec l'argent qu'on nous a accordé pour 1987-1988, mais que la société pourra équilibrer son budget, en rapportant toutes sortes d'ajustements à ses programmes. J'ai entendu dire que ce serait bien différent l'année prochaine, en 1988-1989. Madame la présidente, il est trop tôt pour dire si un programme comme celui-là aura des retombées sur le budget global de la société.

[Text]

• 1610

As you know the mandate given to the corporation by Mr. Wilson in his 1985 budget was to seek contributions from the beneficiaries of these programs. We have received significant contributions to date. We are hoping to get additional contributions so that eventually we can balance our budget and can go through the following years without coming back to the committee, but I cannot say for certain that we will or will not be back, at this point it is too early to tell.

Mr. Hopkins: For example, Ontario Hydro has come through with an amount of money simply because it is almost a blackmail situation for them because they are dependent upon AECL for the maintenance of all their reactors. Does their program arrangement with you not now state they will contribute one dollar for every dollar you contribute towards a program that they use. Is that not your financial arrangement at the present time?

As a result, have they not requested that you do some R and D for them? What we are going to head into is a provincially oriented program instead of federal government or national research and development projects. Are you not being oriented towards R and D for Ontario Hydro as a result of their contribution?

Mr. Veilleux: Some of the programs being looked at with Ontario Hydro have been agreed to, but some additional programs are being looked at. They are done under an organization called the CANDU Owners Group or COG, which is all the CANDU owners from the three provinces in Canada owning CANDU reactors.

We have overseas clients who are operating CANDU reactors and they share proportionally the costs of these programs. Therefore it is true to say Ontario Hydro contributes a significant portion because they have approximately close to 95% of the CANDU reactors operating in the world. So, they paid a major share, but the other utilities contribute proportionally to the programs.

Mr. Hopkins: This morning we had the Canadian Nuclear Association before the committee and they are very interested in seeing research and development naturally going ahead in the nuclear field. I notice you use the term which I seem to have heard before, the adjustments to programs: "With certain adjustments to programs, we can manage next year".

Are you not really saying that with the cuts that have taken place at AECL that you are in a very stringent position and really do not yet know where you are going next year or the year following because of these severe cuts? There are going to be other areas of AECL cut down.

Mr. Veilleux: Madam Chairman, that is not really what I mean by this. I believe that eventually, because nuclear energy is such an important option for Canada, not only

[Translation]

Comme vous le savez, dans son Budget de 1985, M. Wilson nous avait dit d'obtenir des contributions des bénéficiaires de nos programmes. Nous avons déjà reçu d'importantes contributions et nous espérons en obtenir d'autres, de façon à pouvoir équilibrer notre budget et à poursuivre nos activités au cours des années à venir sans être forcé de revenir réclamer de l'argent au Comité, mais je ne pourrais pas affirmer que nous reviendrons devant vous ou que nous n'y reviendrons pas, car il est vraiment trop tôt pour pouvoir le dire.

M. Hopkins: Hydro-Ontario, par exemple, vous a donné de l'argent simplement parce que c'est presque une situation de chantage dans son cas, étant donné qu'elle a besoin de l'EAEL pour la maintenance de tous ses réacteurs. N'est-il pas vrai que l'entente qu'elle a avec vous l'oblige à vous verser 1\$ pour chaque dollar que vous consacrez à un programme dont elle bénéficie? C'est bien l'entente financière que vous avez actuellement?

Par conséquent, Hydro-Ontario ne vous a-t-elle pas demandé de faire de la R&D pour son compte? Nous sommes en train de nous orienter vers un programme provincial plutôt que fédéral; il ne s'agirait plus de projets nationaux de R&D. La contribution d'Hydro-Ontario ne vous amène-t-elle pas à faire de la R&D pour son compte?

M. Veilleux: Nous avons accepté certains des programmes que nous étudions avec Hydro-Ontario, mais certains autres ne sont encore qu'à l'étude. Cette étude se fait dans le contexte d'une organisation que nous appelons le Groupe des propriétaires CANDU, le COG, qui regroupe tous les propriétaires de CANDU des trois provinces du Canada, propriétaires de ces réacteurs.

Nous avons à l'étranger des clients qui exploitent des réacteurs CANDU; ils paient leur part des coûts de ces programmes. Il est donc juste de dire qu'Hydro-Ontario paie une part importante des programmes, parce qu'elle possède près de 95 p. 100 des réacteurs CANDU en fonctionnement. Il est bien sûr qu'elle paie une part très importante des programmes, mais les autres exploitants paient leur part, eux aussi.

M. Hopkins: Ce matin, l'Association nucléaire canadienne témoignait devant nous; elle tient beaucoup, naturellement, à ce que l'on poursuive la R&D dans le secteur du nucléaire. Je constate que vous employez une expression que, ce me semble, je me souviens d'avoir entendue, au sujet des ajustements aux programmes: «en reportant certaines modifications aux programmes, nous pourrions continuer l'année prochaine».

N'êtes-vous pas en train de dire qu'avec les coupures que vous avez subies, vous n'avez presque plus de marge de manoeuvre à l'EAEL et que vous ne savez pas encore exactement ce que vous allez faire l'an prochain ou l'année suivante, à cause de ces coupures radicales? Il y aura des compressions dans d'autres secteurs de l'EAEL.

M. Veilleux: Madame la présidente, ce n'est pas vraiment ce que je voulais dire. Je crois qu'en définitive, étant donné que l'énergie nucléaire est si importante non

[Texte]

for Ontario, the beneficiaries will contribute and we will get a strong mandate to continue that option. We believe this will be done before next fiscal year.

Mr. Porter: Just a couple of brief questions. You had established a budget for the 1987 year and when the inspection revealed that the pressure tubes had deteriorated, I assume that is when the decision was made to shut down.

• 1615

Was it your intention to continue had this not occurred? Would you have gone on, or was there an intention in 1988 or the near future to start shutting down the facility had that occurrence not happened?

Mr. Veilleux: The intention has always been to shut down the facility at some point in the near future. My colleagues may correct me, but I believe it was to be in two years time because there was no real utility to continuing the operation of that plant. As you have mentioned, because we found the pressure tubes were deteriorating faster, we decided with Ontario Hydro—it is a joint decision of the two boards—to shut it down. But the revision was made every two years as to the economic return.

Mr. Porter: It would have occurred within two years regardless of what—

Mr. Veilleux: It would, yes.

Mr. Porter: Just on the cost, the \$22 million plus the \$1 million annual for a three-year period, does that take you through phase 1 and 2, the containment portion, and if not up into phase 3, the dismantling and removal portion, where does your funding come from at that stage?

Mr. Paré: It takes us through to phase two, that is containment with possible usage of the site for other purposes. It does not bring us to the final, the dismantling and removal or green grass. So the \$1 million indicated in the budget is for ongoing surveillance for as long as we maintain that site in the surveillance mode.

The Chairman: Mr. Veilleux, the pressure tubes in this particular reactor, are they the same type, same style, same component as in Pickering?

Mr. Veilleux: Madam Chairman, the pressure tubes are the same as for Pickering 1 and 2. These are the two units

[Traduction]

seulement pour l'Ontario, mais aussi pour le Canada tout entier, que ceux qui en bénéficient nous verseront leur contribution et que le gouvernement tiendra à ce que nous poursuivions nos activités dans le même sens. Nous croyons que cela se fera avant le début de la prochaine année financière.

M. Porter: Je ne serai pas long; juste quelques questions. Vous aviez déjà un budget pour l'année financière 1987 quand une inspection a révélé que les tubes de force du réacteur s'étaient détériorés. C'est à ce moment-là, j'imagine, que vous avez pris la décision de fermer le réacteur?

Comptiez-vous continuer à vous servir du réacteur si cela ne s'était pas produit? Auriez-vous continué ou aviez-vous l'intention de fermer l'installation prochainement, voire en 1988, même si l'inspection n'avait pas révélé d'usure?

M. Veilleux: Nous avons toujours eu l'intention de fermer l'installation avant longtemps. Mes collègues me corrigeront si je me trompe, mais je crois que nous voulions la fermer dans deux ans, étant donné qu'il ne nous servait plus à rien de poursuivre son exploitation. Nous avons décidé de la fermer conjointement avec Hydro-Ontario—nos deux conseils d'administration étaient d'accord—pour la raison que vous avez mentionnée, parce que les tubes de force se détérioraient plus vite que c'était prévu. Cela dit, nous avions l'habitude de réétudier le rendement économique de l'installation tous les deux ans.

M. Porter: Vous l'auriez fermé d'ici deux ans quelle que soit...

M. Veilleux: Oui.

M. Porter: J'ai une question sur les coûts. Avec les 22 millions de dollars, plus le 1 million de dollars par année pour trois ans, avez-vous de quoi payer les phases 1 et 2, c'est-à-dire la partie «confinement» des travaux et la phase 3, c'est-à-dire la démolition et l'enlèvement des débris, ou bien devez-vous obtenir votre financement d'une autre source pour cette étape-là?

M. Paré: Cet argent-là nous permet de nous rendre à la phase 2, c'est-à-dire le confinement, avec des possibilités d'utilisation ultérieures de remplacement à d'autres fins. Ce n'est pas assez pour la phase finale, c'est-à-dire la démolition et l'enlèvement des débris, puis le gazonnement. Autrement dit, le poste de 1 million de dollars prévu au budget sert à couvrir la surveillance de l'emplacement aussi longtemps que nous le tiendrons sous surveillance.

La présidente: Monsieur Veilleux, les tubes de force de ce réacteur sont-ils du même type et du même style que ceux des réacteurs de Pickering? Sont-ils fait de la même façon?

M. Veilleux: Madame la présidente, ce sont les mêmes tubes que ceux des réacteurs n^{os} 1 et 2 de Pickering, ceux

[Text]

that had to be shut down four years back. I think it was 1984, for retubing.

In 1960 the corporation had done quite a bit of research on the pressure tube. We had discovered at that point in time there could be some problems with that type of pressure tube.

Therefore, after the first two commercial units had been constructed, a decision was taken by the corporation to change the material. Instead of using zirconium, which was the original material, for Pickering 3, 4, and all the other reactors that have been built, we are using zirconium niobium, which is a much better material. So it is the same material and that is why we did shut it down at this time.

We could have retubed the reactor and kept it going for many more years. But there is no real benefit to the corporation in doing that because the information we were expecting to get from that reactor site has been obtained.

The Chairman: I am not so sure I understood your answer to Mr. Hopkins' question. He stated that when Mr. Wilson's 1985 budget cut your departmental budget by \$100 million, that forced you into this decommissioning. But truly you have been forced into this decommissioning early because of the deterioration of the pressure tubes.

Mr. Veilleux: That is right.

Mr. MacLellan: You mentioned the third stage of decommissioning which is to bring it to a green-field site again. What would the cost of the third stage be in your opinion, Mr. Veilleux?

Mr. Veilleux: It is very, very difficult to give a number here, and I would not want to give a number because I believe no one really knows. However, if the decision was made to put the site to a green field tomorrow morning, certainly the costs would be greater than if you decided to do it 10 or 20 years from now because the radiation contained in the various reactor parts will gradually decrease, and the more it decreases, the less eventual cost you will have to pay.

So unless my colleague and the experts in the field say differently, I think it is inversely proportional to the amount of time you leave it there.

• 1620

Mr. Paré: I do not have a number with me. There are studies put together by the International Atomic Energy Agency that give ballpark numbers; this is public information. I do not have it with me today, but there are ballpark numbers available.

Mr. MacLellan: I was wondering if Mr. Paré could perhaps give us... he must have some idea. Here we are talking about de-commissioning this plant and there must be some ballpark figure as a whole he could give to the

[Translation]

qu'il a fallu fermer il y a quatre ans, en 1984, je pense, pour remplacer les tubes.

En 1960, la société avait déjà fait beaucoup de recherches sur les tubes de force. À ce moment-là, nous avions déjà découvert que les tubes de ce type pouvaient poser des difficultés.

Par conséquent, après la construction des deux premiers réacteurs commerciaux, nous avons décidé de changer de métal. Plutôt que de nous servir de zirconium, le métal utilisé au départ, nous avons décidé d'employer un matériau bien meilleur, un alliage de zirconium et de niobium, pour les réacteurs 3 et 4 de Pickering et pour tous les autres réacteurs construits depuis. Il s'agit donc du même métal et c'est la raison pour laquelle nous avons fermé le réacteur à ce moment-ci.

Nous aurions pu remplacer les tubes pour conserver le réacteur en fonctionnement pendant bien des années. Toutefois, cela ne nous aurait servi à rien, parce que nous avons déjà toute l'information que nous voulions obtenir grâce à ce réacteur.

La présidente: Je ne suis pas sûre d'avoir compris votre réponse à la question de M. Hopkins. Il a dit que votre décision de déclasser le réacteur est due au fait que, dans son budget de 1985, M. Wilson a coupé vos crédits de 100 millions de dollars. En fait, vous avez été forcés à déclasser le réacteur plus tôt que prévu à cause de la détérioration des tubes de force.

M. Veilleux: C'est exact.

M. MacLellan: Vous avez parlé de la troisième phase du déclassement, à la fin de laquelle l'emplacement sera gazonné. Combien cette troisième phase coûtera-t-elle, à votre avis, monsieur Veilleux?

M. Veilleux: Il est extrêmement difficile de donner un chiffre, et je ne voudrais pas le faire parce que je pense que personne ne sait vraiment combien d'argent cela pourrait coûter. Toutefois, si l'on décidait demain matin de démolir le réacteur et de regazonner son emplacement, il est certain que le coût de l'opération serait plus élevé que si l'on décidait de le faire dans 10 ou même 20 ans, parce que la radiation diminue avec le temps et que, plus elle diminue, moins les coûts de démolition sont élevés.

J'estime donc que le coût est inversement proportionnel à la durée de confinement, mais mon collègue et les spécialistes ne sont peut-être pas du même avis que moi.

M. Paré: Je n'ai pas de chiffre en main, mais l'Agence internationale de l'énergie atomique a réalisé des études qui contiennent des chiffres approximatifs; c'est du domaine public. Je ne les ai pas avec moi, mais il y a des chiffres approximatifs là-dessus.

M. MacLellan: Je me demandais si M. Paré pourrait peut-être nous donner... il doit en avoir une idée. Nous parlons ici du déclassement de cette usine; il devrait bien pouvoir être capable de donner un chiffre au Comité.

[Texte]

committee for this. We are talking \$23 million for the first two stages. We are talking approximately \$0.5 million a year until the third-stage de-commissioning takes place. Of course, the radiation levels are not going to reduce that quickly. I would say some decisions are going to have to be made within the next 10 or 15 years as to the future. Ten years after the second stage is finished, we are planning on the third stage. Approximately how much would it cost?

Mr. Veilleux: Madam Chairman, my colleagues are telling me they believe it would be about \$50 to \$60 million for green grass, if you did it today. If you wait 10 or 15 years, it certainly would come down drastically from that number.

Mr. MacLellan: You mention that the cost would be cheaper and that the matter would be corrected somewhat if this site were subsequently used for a further nuclear generating station. What could you salvage from this test facility that could be used in a more modern, up-to-date thermal generating station? How much cost would be reduced in the de-commission?

Mr. Paré: I am not sure what could be salvaged. Potentially it is not too much except for the site itself as being a licensed nuclear site. This is a big advantage in that the local environment has been tested and proven out for a nuclear site.

Mr. MacLellan: I would like to follow up on the question Mr. Gagnon asked about this as a test facility and its R and D value. A facility that was constructed in 1962... as technological improvements have been made, how valuable has this been as a demonstration site and as a site that would be used to more or less emphasize the modern, recent accomplishments and advancements of the CANDU reactor? How valuable would this site be, taking into consideration when it was constructed?

Mr. Veilleux: I think, Madam Chairman, it has been extremely valuable. A lot of the parts, the pressure tubes being only one part, as well as the fueling machine, have been tested, demonstrated and eventually corrected. These are the excellent machines and pumps you find today on all our reactors.

As a matter of fact, they are so good that at the present time it seems the Americans are finding out about it. They certainly are looking for our services and our pumps and our assistance. They find they are superior to theirs. This is due totally to excellent research, testing and correction done throughout this period of time.

Mr. MacLellan: In other words, a lot of the value of this station as a research facility is in just looking at the actual operation life of the various elements to get some ideas to what elements, what aspects and what machinery

[Traduction]

Nous parlons de 23 millions de dollars pour les deux premières phases. Nous parlons en outre d'environ 0,5 million de dollars par an tant que l'on n'aura pas commencé la troisième phase. Il est certain que la radiation ne baissera pas si vite. Je dirais qu'il faudra prendre une décision d'ici 10 ou 15 ans sur les mesures à prendre dans l'avenir. Nous envisageons la troisième phase des travaux une dizaine d'années après la fin de la deuxième phase. Combien cela coûtera-t-il?

M. Veilleux: Madame la présidente, mes collègues me disent qu'à leur avis, il faudrait prévoir de 50 millions de dollars à 60 millions de dollars pour revenir à une surface gazonnée, si nous décidions de le faire aujourd'hui. Par contre, si nous attendions 10 ou 15 ans, le coût baisserait certainement beaucoup.

M. MacLellan: Vous dites que les travaux coûteraient moins chers, et aussi que le problème serait pallié, dans une certaine mesure, si l'on aménageait plus tard une autre centrale nucléaire sur le même emplacement. Que pourriez-vous récupérer dans cette installation expérimentale qui puisse être utilisé dans une centrale thermique moderne? De combien cela réduirait-il le coût du déclassement?

M. Paré: Je ne suis pas sûr de ce que nous pourrions récupérer. Il n'y a pas grand-chose de récupérable là, sauf l'emplacement lui-même, qui est un site nucléaire reconnu officiellement. C'est un gros avantage, car cela signifie que l'environnement local a été testé et qu'il est capable d'accueillir un réacteur nucléaire.

M. MacLellan: Je voudrais poursuivre dans la même ligne que M. Gagnon, quand il vous a interrogé sur la valeur de R&D de cette installation expérimentale. Le réacteur a été construit en 1962... Compte tenu des améliorations technologiques réalisées depuis, quelle a été la valeur de ce réacteur de démonstration, de ce réacteur qui devait être utilisé pour faire ressortir les modifications et les améliorations du réacteur CANDU? Quelle serait la valeur de l'emplacement, si l'on tient compte de son âge?

M. Veilleux: Je crois, madame la présidente, que l'installation a été extrêmement utile. Une grande partie des éléments du réacteur—les tubes de force n'en sont qu'une petite partie—et la machine d'alimentation ont été testées; leurs défauts ont été corrigés. C'est à eux que nos réacteurs d'aujourd'hui doivent l'excellence de leurs pompes et de leurs machines.

En fait, notre matériel est d'une telle qualité que les Américains sont en train d'en prendre conscience. De toute évidence, ils recherchent nos services, nos pompes et notre aide. Ils ont constaté que nos réacteurs sont meilleurs que les leurs. S'ils le sont, nous le devons entièrement à la qualité des recherches, des essais et des corrections qui se sont succédés durant toute cette période.

M. MacLellan: En d'autres termes, une grande partie de la valeur du réacteur en tant qu'installation de recherche est due tout simplement à cette détermination de la durabilité opérationnelle de ses éléments, qui nous

[Text]

and equipment will stand up and what ones need further modifications as a whole.

Mr. Veilleux: This is exactly right.

Mr. MacLellan: The storage of the fuel rods will be stored where? At Pickering?

Mr. Veilleux: The fuel bundles will be done at Chalk River.

Mr. MacLellan: The normal pool...?

Mr. Veilleux: This is right.

Madam Chairman, maybe I can add something to this. It will be done in the pool initially and it can be stored in the pool for 50 years without any problem at all. As we mentioned, eventually they would be in concrete canisters, as was done at Gentilly-1.

• 1625

Mr. MacLellan: Yes. What about the other equipment that may have radioactivity?

Mr. Veilleux: That equipment, as mentioned, will be contained and secured on site. Some pieces will be removed, but generally the equipment will be left there and decay will eventually take place and be contained inside that structure. At some point in time, there will have to be a decision on green field or whether to build another reactor on the site or...

Mr. MacLellan: Has any plan been made as to what you would do with that equipment? Has Atomic Energy of Canada Limited decided what you do with equipment like that if you wanted to dismantle it before all the radioactivity had dispersed? I am assuming it would be quite a long period of time.

Mr. Veilleux: Yes, Madam Chairman, if we were forced today to dismantle, we would have to store the equipment at one of our sites. As mentioned earlier, there are no sites in Canada chosen or identified to store waste. Therefore I supposed it would have to be stored on site, because it is a nuclear site—or at one of AECL's facilities.

The Chairman: Just to follow up on Mr. MacLellan's question, what sort of security and environmental monitoring will be required during your storage and surveillance phase?

Mr. Veilleux: Madame Chairman I will ask Mr. Paré to answer this one.

Mr. Paré: There will be water and air sampling. There are physical inspections on deterioration of the equipment inside the contained area. There will be periodic inspections by qualified personnel to do this monitoring. As for the fuel stored in canisters, monitoring and

[Translation]

donne une idée des éléments, des machines et de l'équipement qui tiennent le coup et de ceux qu'il faut modifier, dans l'ensemble.

M. Veilleux: C'est exactement cela.

M. MacLellan: Les barres de combustible seront entreposées à quel endroit? À Pickering?

M. Veilleux: Les grappes de combustibles seront entreposées à Chalk River.

M. MacLellan: Dans la piscine ordinaire...?

M. Veilleux: Oui.

Madame la présidente, je pourrais peut-être apporter une précision là-dessus. Ces combustibles seront mis au départ dans la piscine. On peut les y conserver pendant 50 ans sans le moindre problème. Comme nous l'avons dit, nous finirons par les mettre dans des contenants de béton, comme nous l'avons fait pour le combustible de Gentilly-1.

M. MacLellan: Oui. Que ferez-vous de l'autre équipement radioactif?

M. Veilleux: Comme nous l'avons dit, cet équipement sera conservé et confiné sur place. Nous enlèverons certaines pièces, mais dans l'ensemble, l'équipement sera laissé sur l'emplacement; la radioactivité baissera graduellement, mais elle sera toujours confinée dans l'enceinte. Plus tard, il faudra décider si l'on veut remettre l'emplacement dans son état d'origine, gazonné, ou bien si l'on veut y construire un autre réacteur, ou...

M. MacLellan: Avez-vous prévu ce que vous pourriez faire de cet équipement? L'Énergie atomique du Canada Ltée a-t-elle décidé quoi faire d'un équipement comme celui-là et s'il était décidé de le démolir avant que toute la radioactivité ne soit dissipée? Je suppose que cela prendrait longtemps.

M. Veilleux: Oui, madame la présidente, si nous étions forcés aujourd'hui de démolir le réacteur, il nous faudrait entreposer l'équipement dans une autre de nos installations. Comme nous le disions, il n'y a pas encore au Canada de lieu désigné comme site d'entreposage de déchets radioactifs. Je suppose donc qu'il faudrait entreposer l'équipement sur l'emplacement même, parce que c'est un emplacement nucléaire, ou alors dans une autre installation de l'ÉACL.

La présidente: Dans la même ligne que M. MacLellan, je voudrais vous demander quelle sorte de services de sécurité et de veille écologique il vous faudra assurer durant cette phase d'entreposage et de surveillance?

M. Veilleux: Madame la présidente, je vais demander à M. Paré de répondre à votre question.

M. Paré: Nous prélèverons des échantillons d'air et d'eau. Nous ferons en outre des inspections sur la détérioration de l'équipement situé à l'intérieur de l'enceinte de confinement. Un personnel compétent sera chargé de faire ces inspections régulières. En outre, on

[Texte]

inspection air sampling inside the canisters is made on a periodic basis. This is all governed by the requirements of the Atomic Energy Control Board. They have to accept our proposals in terms of monitoring.

The Chairman: Pardon me. They have to accept, or do you go by their standards?

Mr. Paré: No, I am sorry. We have to meet their requirements.

Mr. Gagnon: Can the heavy water be re-used?

Mr. Paré: Yes, the heavy water can be re-used almost indefinitely in reactors. It has to be cleaned up a little bit, but it does not deteriorate.

The Chairman: Is it not stored in 45-gallon drums?

Mr. Paré: Yes, it is.

The Chairman: Mr. Clay is the consultant for the committee and he has a couple of questions, Mr. Veilleux.

Mr. Dean Clay (Dean Clay Associates): Thank you, Madam Chairman. Is site monitoring strictly an AECL responsibility, or does Ontario Hydro share any responsibility with you for any environmental or security aspects of monitoring?

Mr. Paré: This is part of the ongoing negotiations with Ontario Hydro, but I believe it is fair to say that the licence from the control board is essentially because there are nuclear systems and radiological hazard on site. I would presume those costs would be attributable to AECL in the large part.

Mr. Clay: In other words, the \$0.5 million to \$1 million you are quoting for the annual surveillance cost is entirely an AECL responsibility. Ontario Hydro would not come into it.

Mr. Paré: We have assumed that in our estimate.

Mr. Clay: Since the decision to shutdown NPD was taken, I gather on fairly short notice after your inspection turned up the problem with the pressure tubes, I presume there was an inventory of unused fuel for NPD. What will be done with that?

Mr. Paré: The fuel bundles will be dismantled and the oxide can be re-used and re-sold on the market.

Mr. Clay: Did you make any estimate as to what it would have cost to retube NPD?

Mr. Paré: No, I am not. . .

Mr. Veilleux: Madam Chairman, I hesitate to give you an estimate because the position was looked at, but there was never a firm or very detailed estimate done by this corporation. I would like to consult with our experts who have done the work. Perhaps we can share the results with Mr. Clay.

[Traduction]

fait régulièrement des inspections des contenants de combustible, en plus de prélever régulièrement des échantillons d'air à l'intérieur des contenants. Tout cela est prévu en fonction des normes de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, qui doit accepter nos propositions de suivi.

La présidente: Excusez-moi: elle doit accepter vos normes, ou c'est vous qui devez les accepter?

Mr. Paré: Je vous prie de m'excuser. C'est à nous de respecter leurs exigences.

M. Gagnon: L'eau lourde est-elle réutilisable?

M. Paré: Oui, on peut la réutiliser presque indéfiniment dans des réacteurs. Il faut la nettoyer un peu, mais elle ne se détériore pas.

La présidente: Elle est conservée dans des barils de 45 gallons, n'est-ce pas?

M. Paré: Oui.

La présidente: Monsieur Veilleux, le consultant du Comité. M. Clay, a quelques questions à vous poser.

M. Dean Clay (Dean Clay Associates): Madame la présidente, je vous remercie. La surveillance de l'emplacement incombe-t-elle strictement à l'EACL, ou Hydro-Ontario partage-t-elle avec vous la responsabilité des aspects écologiques ou sécuritaires du suivi?

M. Paré: Il en est question dans nos négociations avec Hydro-Ontario, mais je pense que s'il faut obtenir une licence de la commission de contrôle, c'est essentiellement parce qu'il y a de l'équipement nucléaire et, par conséquent, des risques de contamination radioactive à l'emplacement. Je dirais que ces coûts seraient en grande partie imputables à l'EACL.

M. Clay: En d'autres termes, la somme de 0,5 à 1 million de dollars que vous prévoyez pour les coûts annuels de surveillance irait entièrement à l'EACL. Hydro-Ontario n'a rien à y voir.

M. Paré: C'est ce que nous avons prévu dans notre budget des dépenses supplémentaire.

M. Clay: Depuis que vous avez pris la décision de fermer le NPD, assez rapidement, si je comprends bien, après que votre inspection a révélé la détérioration des tubes de force, je suppose que vous avez du combustible inutilisé. Que comptez-vous en faire?

M. Paré: Les paquets de barres seront défaits; nous pourrions réutiliser l'oxyde et le revendre.

M. Clay: Avez-vous une estimation du coût de remplacement des tubes du NPD?

M. Paré: Non, je ne. . .

M. Veilleux: Madame la présidente, j'hésite à vous donner une estimation, parce que nous avons envisagé cette possibilité, mais nous n'avons jamais fait d'estimation ferme ou détaillée. J'aimerais en parler avec les spécialistes qui s'en sont chargés. Nous pourrions peut-être communiquer les résultats à M. Clay.

{Text}

{Translation}

• 1630

I do not think we have an agreement on it. Since the unit was not commercially viable—it was really a research-and-development unit—we never paid serious attention to retubing.

Mr. MacLellan: On the containment of the facility after the bundles are taken out and the second stage is finished, you say the machinery and equipment with radioactive aspects are contained and that over a period of time this radioactivity diminishes. Could you tell us how it diminishes and over what period of time?

Mr. Paré: There are calculations. It may govern a decision of when you want to go to final removal and dismantling because it affects the cost and exposure to people who are doing the work. We are looking at containing it for something in the order of 50 years at the present site. At that time or prior to it a review would be made to see if it would be viable to proceed with final removal and dismantling.

Mr. MacLellan: What would comprise the viability of dismantling it?

Mr. Paré: It would be the urgent need to do it and an effective management of government funds to do this type of work. By retarding or delaying dismantling, I think we are doing a better job managing the long-term financing of the work.

Mr. MacLellan: I do not follow that.

Mr. Paré: If you did it now a very large amount of funding would have to be provided. If you delayed it... There is no urgent need. It might be required to be a nuclear site for some period to come.

Mr. MacLellan: You are monitoring the site at a cost of between \$500,000 and \$1 million a year. By letting it go, what degree will your costs of the third stage come down in relation to the costs of having to monitor each year during the interim period? Have any cost-related studies been done on it?

Mr. Veilleux: For quite some time work has been going on about the best ways to handle radioactive material. With the Pickering 1 and 2 retubing exercise a tremendous amount of new tooling has been developed to complete the exercise, the tooling done by Spar Aerospace, the Canada-Arm and all kinds of Canadian high-technology companies.

We believe that some years from now we may have tools to allow us to decommission or remove parts of reactors without having to deal with exposure to employees or personnel doing the work. Part of the cost is associated with protecting employees from radiation exposure. If you can eliminate it by robots or technology, you can decrease a substantial amount of your costs.

Je ne pense pas que nous ayons d'accord à ce sujet. Étant donné que le réacteur n'était pas commercialement rentable—c'était vraiment un réacteur de recherche et de développement—nous n'avons jamais sérieusement songé à remplacer les tubes.

M. MacLellan: Vous avez dit au sujet du confinement de l'installation après que vous en aurez retiré les paquets de combustible, à la fin de la deuxième phase, que les machines et l'équipement radioactifs seront confinés et que la radioactivité se dissipera avec le temps. Pourriez-vous nous dire comment elle diminue, et sur combien de temps?

M. Paré: Il y a des calculs. Cela peut influencer sur le choix du moment de la démolition de l'installation, parce que le taux de radioactivité est un facteur important du coût des travaux et du risque d'exposition aux radiations pour les démolisseurs. Nous prévoyons une période de confinement de l'ordre de 50 ans sur l'emplacement actuel. À la fin de cette période, ou même avant, il faudrait réétudier la situation pour évaluer la viabilité de la démolition du réacteur.

M. MacLellan: Que faudrait-il pour qu'il soit viable de le démolir?

M. Paré: Il faudrait qu'il soit urgent de le faire et que nous puissions être assurés d'une gestion efficace des deniers publics nécessaires pour les travaux. En retardant la démolition, je pense que nous verrons mieux le financement des travaux, à long terme.

M. MacLellan: Je ne vous suis pas.

M. Paré: Si nous décidions de démolir l'installation maintenant, il nous faudrait une très grande partie des fonds nécessaires. Si nous la retardons... Rien ne presse. L'emplacement pourrait encore servir de site d'une centrale nucléaire pendant longtemps.

M. MacLellan: La surveillance du site vous coûte entre 500,000\$ et un million de dollars par année. Jusqu'à quel point les coûts des travaux de la troisième phase baisseront-ils si vous attendez, compte tenu du coût de la surveillance pour toute la période d'attente? Avez-vous fait des études de coût à ce sujet?

M. Veilleux: Nous faisons déjà depuis longtemps des travaux sur les meilleures façons de traiter le matériel radioactif. Quand nous avons remplacé les tubes des réacteurs 1 et 2 de Pickering, il a fallu mettre au point une gamme impressionnante de nouveaux outils. Ces outils ont été conçus par Spar Aerospace, la compagnie qui a réalisé le Canadarm, et par toutes sortes d'entreprises canadiennes de technologie de pointe.

Nous sommes convaincus qu'il existera, dans l'avenir, des outils grâce auxquels nous pourrions déclasser les réacteurs nucléaires ou en enlever des parties sans que les employés ou le personnel de démolition courent le risque d'être contaminés par les radiations. Les mesures prises pour protéger le personnel contre les radiations représentent une bonne partie du coût de ces travaux. S'il

[Texte]

I cannot judge the future, but certainly with the way technology has been developing in Canada and around the world, especially in the nuclear field, I believe that eventually we will be able to do the work at a fraction of the cost.

Mr. MacLellan: It is now estimated at about \$60 million, but because of development in technology, you feel the actual third-stage decommissioning could be done much more cheaply.

Mr. Veilleux: I think so.

Mr. Paré: I would agree with that. The development of tooling and robotics is an area where some gains can be made in terms of costs.

• 1635

The Chairman: Thank you very much for coming, Mr. Veilleux, Mr. Paré and Mr. Cuthbertson.

Mr. Gagnon: Do you need a vote on this estimate?

The Chairman: Why not do it now while we have it?

An hon. member: I so move.

Motion agreed to.

The Chairman: Gentlemen, thank you very much. We certainly appreciate your coming forward on this supplementary estimates.

The next meeting is tomorrow at 6 p.m. in 307 West Block when we will have the officials from the Department of Energy, Mines and Resources on the supplementary estimates.

The meeting is adjourned.

[Traduction]

est possible de les éliminer grâce à des robots ou grâce à des technologies perfectionnées, on peut réduire les coûts de façon appréciable.

Je suis incapable de prédire l'avenir, mais il me semble certain, quand je vois de quelle façon la technologie s'est développée au Canada et dans le monde entier, surtout dans le domaine du nucléaire, que nous en viendrons un jour à pouvoir faire ces travaux pour une fraction de leur coût actuel.

M. MacLellan: Ce coût est actuellement estimé à environ 60 millions de dollars, mais vous croyez que d'éventuelles découvertes technologiques vous permettraient de réaliser la troisième phase du déclassement à bien meilleur compte.

M. Veilleux: Je le pense.

M. Paré: Je serais d'accord sur ce point. Les progrès réalisés en robotique et dans le domaine de l'outillage pourraient nous permettre de réduire les coûts des travaux.

La présidente: Monsieur Veilleux, monsieur Paré, monsieur Cuthbertson, je vous remercie beaucoup d'être venus.

M. Gagnon: Devons-nous voter sur ce budget des dépenses supplémentaire?

La présidente: Pourquoi ne pas le faire tout de suite, tant que nous y sommes?

Une voix: Je le propose.

La motion est adoptée.

La présidente: Messieurs, je vous remercie beaucoup. Nous vous sommes reconnaissants d'être venus nous parler de ce budget des dépenses supplémentaire.

Notre prochaine séance aura lieu demain soir à 18 heures, à la salle 307 de l'Édifice de l'ouest. Des représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources viendront nous parler du budget des dépenses supplémentaire.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Atomic Energy of Canada Limited:

David Cuthbertson, Corporate Vice-President, Finance;

Fernand Paré, Manager of Projects;

Ronald Veilleux, Corporate Secretary and Vice-President Corporate Relations.

TÉMOINS

De l'Énergie atomique du Canada Limitée:

David Cuthbertson, vice-président corporatif, Finances;

Fernand Paré, directeur des projets;

Ronald Veilleux, secrétaire corporatif et vice-président des relations de l'entreprise.

40
18
HOUSE OF COMMONS

Issue No. 36

Wednesday, December 2, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

RESPECTING:

Supplementary Estimates (C) 1987: Votes 1c, 5c,
25c, 30c and 35c under ENERGY, MINES AND
RESOURCES

WITNESSES:

(See back cover)

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 36

Le mercredi 2 décembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

CONCERNANT:

Budget des dépenses supplémentaire (C) 1987:
crédits 1c, 5c, 25c, 30c et 35c sous la rubrique
ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, DECEMBER 2, 1987
(56)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 6:09 o'clock p.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Department of Energy, Mines and Resources: Arthur Kroeger, Deputy Minister; Pierre Perron, Associate Deputy Minister; Jeff Carruthers, Assistant Deputy Minister, Energy Programs Sector; and Jim McTaggart-Cowan, Director, Environmental Affairs.

The Committee resumes consideration of its Order of Reference dated November 19, 1987, relating to the Supplementary Estimates (C) for the fiscal year ending March 31, 1988. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Tuesday, December 1, 1987, Issue No. 34.*)

The witnesses answered questions.

At 6:50 o'clock p.m., it was agreed,—That Paul Gagnon take the Chair as Acting Chairman.

At 7:01 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 2 DÉCEMBRE 1987
(56)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 18 h 09, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources: Arthur Kroeger, sous-ministre; Pierre Perron, sous-ministre associé; Jeff Carruthers, sous-ministre adjoint, Secteur des programmes de l'énergie; Jim McTaggart-Cowan, directeur, Affaires environnementales.

Le Comité examine de nouveau son ordre de renvoi du 19 novembre 1987 relatif au Budget des dépenses supplémentaire (C) pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1988. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du mardi 1^{er} décembre 1987, fascicule n° 34.*)

Les témoins répondent aux questions.

À 18 h 50, il est convenu,—Que Paul Gagnon occupe le fauteuil à titre de président suppléant.

À 19 h 01, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Wednesday, December 2, 1987

• 1809

The Chairman: I call the the Standing Committee on Energy, Mines and Resources to order. The agenda has been circulated and we have a quorum to hear witnesses. The orders of the day are Supplementary Estimates (C) 1987: votes under Energy, Mines and Resources.

This evening we have witnesses from the Department of Energy, Mines and Resources. Gentlemen, thank you for coming before the committee as witnesses to review the supplementary estimates.

• 1810

Perhaps we could do the energy side first, if that is all right with you, Mr. Kroeger and Dr. Perron, and then we will move on to the mining side.

I believe you did not have an opening statement, Mr. Kroeger.

Mr. Pierre Perron (Associate Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources): I have no basic statement, Madam Chairman.

Mr. MacLellan: First of all, I would like to start with the CEDIP program and find out where that stands.

I notice there is a large expenditure. I also know we are talking about 87 person-years on that same page. Are all of those related to the CEDIP program?

Mr. Jeff Carruthers (Assistant Deputy Minister, Energy Programs Sector, Department of Energy, Mines and Resources): Those are all CEDIP. I will give you the most recent stats we have received to date, as of November 30.

There were 1,137 applications; we have processed 352 of those. We have paid \$12.3 million. I have asked for how long it takes typically to turn those around, including the difficult ones. We are running an average of 30 to 45 days. That is a reasonable turn around.

Mr. MacLellan: Yes.

The Chairman: Excuse me, Mr. Carruthers. You said you received 1,032 applications and processed 352.

Mr. Carruthers: We processed 352, we paid \$12.3 million, and as I said, the average turn-around time is 45 days.

As the program took a while to get started up because of the legislation, there has been a delay in people

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mercredi 2 décembre 1987

La présidente: Je déclare ouverte la séance du Comité permanent de l'Énergie, des Mines et des Ressources. L'ordre du jour a été distribué, et je vois que les conditions de quorum sont remplies. L'ordre du jour porte sur le budget supplémentaire (C) 1987, à la rubrique Énergie, Mines et Ressources.

Nous recevons ce soir les représentants du Ministère de l'Énergie des Mines et des Ressources. Messieurs, merci d'avoir répondu à notre invitation.

Nous pourrions peut-être d'abord régler le volet énergie, si cela vous convient, messieurs Kroeger et Perron, et ensuite nous passerons au côté mines.

Si je ne me trompe, vous n'avez pas préparé de déclaration liminaire, monsieur Kroeger.

M. Pierre Perron (sous-ministre adjoint, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Non, madame la présidente.

M. MacLellan: J'aimerais commencer par le PCEEMV.

Je constate un poste de dépense important, correspondant à 87 années-personnes inscrites à la même page. Toutes ces années-personnes sont-elles destinées au programme?

M. Jeff Carruthers (sous-ministre adjoint, Secteur des programmes de l'énergie): Toutes ces années-personnes concernent effectivement le PCEEMV. Je vais vous donner les derniers chiffres que nous avons reçus, c'est-à-dire les chiffres du 30 novembre.

Il y a eu 1,137 dossiers de demande; nous en avons déjà examiné 352. Nous avons versé 12,3 millions de dollars. J'ai demandé à quel rythme ces dossiers étaient visés, y compris les plus complexes. Nous en sommes à peu près à 30 à 45 jours d'attente par demandes. C'est donc un rythme de travail tout à fait raisonnable.

M. MacLellan: Oui.

La présidente: Excusez-moi, monsieur Carruthers. Vous dites avoir reçu 1,032 dossiers de demande, et avoir déjà donné 352 réponses.

M. Carruthers: Nous en avons effectivement examiné 352, nous avons versé 12,3 millions de dollars, et comme je le disais, nous travaillons à raison de 45 dossiers de demande par jour en moyenne.

Étant donné qu'il nous a fallu attendre les dispositions législatives pour que le programme puisse vraiment

[Texte]

applying, but they are now starting to come in in a steady stream.

Mr. MacLellan: Have you found that there are people applying who really did not qualify under the program?

Mr. Carruthers: My information is that, partly as a result of seminars we held at the beginning of the program where we explained to people what was eligible and what was not, there has not been a major problem of people inadvertently applying for the wrong kind of expenses.

Mr. MacLellan: Just on that question, you talk about a need for foreign service personnel. What exactly does that mean with relation to the CEDIP program?

Mr. Carruthers: I think the term is administrative and foreign service.

Mr. MacLellan: Yes, that is right.

Mr. Carruthers: If I am not mistaken, those are our administrative people. Unfortunately, we do not have any foreign service personnel on CEDIP, even though some would argue that if you are outside of Alberta, you need to have a diplomat's licence.

Mr. MacLellan: There is a requirement in the estimates for a professional in special services. I think it is \$2,889,000. What would that be, Mr. Kroeger?

Mr. Carruthers: That is an amount of money we normally have available for consultants in case we have a problem whereby we need to bring in someone quickly to respond to—some of our computer work in which we need to turn around applications very quickly. We do depend on expertise we hire. It would not make any sense to have someone on full time.

We found that is a very effective and efficient way of providing a service within the limits of fiscal restraint.

• 1815

Mr. Arthur Kroeger (Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources): I am informed it was to staff the computer system for CEDIP when we were getting it under way.

Mr. MacLellan: Is it correct that in the last year you have created additional assistant deputy minister positions in the department?

Mr. Kroeger: We deleted an associate deputy minister position. We deleted the position of administrator of Petroleum Incentives Administration and grouped under Jeff Carruthers what is left of the PIP administration with the CEDIP administration and conservation renewables. We drew those in; those were deletions and consolidations. Against that we created a position of assistant deputy minister, Corporate Policy and

[Traduction]

démarrer, les gens ont eux-mêmes mis un certain temps avant de nous envoyer leurs demandes, mais celles-ci arrivent maintenant à un rythme assez régulier.

M. MacLellan: Y a-t-il aussi des demandeurs qui présentent des dossiers ne répondant pas du tout aux conditions stipulées?

M. Carruthers: Nous avons organisé des séminaires, au départ, pour expliquer aux intéressés dans quelles conditions une demande pouvait être faite, si bien qu'il y a eu très peu de dossiers ne répondant pas aux conditions requises.

M. MacLellan: A ce sujet, je vois qu'il est question de «service extérieur». Qu'est-ce que cela veut dire exactement?

M. Carruthers: Je pense que ce poste émerge à la rubrique «Administration et service extérieur».

M. MacLellan: Oui.

M. Carruthers: Si je ne me trompe, il s'agit de notre propre personnel administratif. Malheureusement, rien n'a été prévu au programme pour ce personnel du service extérieur, même si d'après certains, lorsque l'on est à l'extérieur de l'Alberta, il faudrait carrément avoir suivi la filière diplomatique.

M. MacLellan: Je vois également un poste concernant les services professionnels et spéciaux. Deux millions huit cent quatre-vingt-neuf mille de dollars, si je ne me trompe, de quoi s'agit-il, monsieur Kroeger?

M. Carruthers: Il s'agit des services de conseil, auxquels nous avons recours en situation d'urgence... pour notre informatisation, par exemple, lorsque nous avons besoin de répondre très rapidement aux demandes. Nous avons donc effectivement besoin de services de ce type, il serait absurde d'avoir un employé à plein temps.

Nous trouvons que c'est une façon efficace de procéder, tout en respectant les limites budgétaires qui nous sont imposées.

M. Arthur Kroeger (sous-ministre, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): D'après ce que l'on me dit il s'agissait de la mise en service de notre système informatisé, lorsque le PCEEMV a démarré.

M. MacLellan: Est-il vrai que l'an dernier vous avez créé de nouveaux postes de sous-ministres adjoints?

M. Kroeger: Nous avons en fait supprimé un poste de sous-ministre associé, celui d'administrateur à l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, et nous avons regroupé, c'est Jeff Carruthers qui en est le sous-ministre adjoint, ce qui restait de cette administration du PESP, en y adjoignant les services du PCEEMV, de la conservation et des énergies renouvelables. Il y a donc eu restructuration, c'est-à-dire

[Text]

Communications, who I think I took along to a meeting of the committee. Jocelyn Bourgault is the ADM there. I think in the minerals and earth sciences program there was one additional assistant deputy minister position.

Overall I think we came out about even, but there was some rearrangement. We also have deleted the deputy administrator position in COGLA, an ADM level position. As the department shrinks and as programs we have been administering are phased out, we have been doing a certain amount of consolidating and reduction of management positions as well as PYs.

Mr. MacLellan: You are retitling as you are consolidating.

Mr. Kroeger: That is correct.

Mr. MacLellan: What has become of the national strategy for commodities developed in relation to the Nielsen task force? Has there been anything on that?

Mr. Perron: Yes, one of the recommendations of the Nielsen task force, the one led by Mr. Bruk, was that a national policy for minerals and metals be defined and that it should be supported by a mineral-specific strategy or metal-specific strategy.

We spent the best part of a year studying these recommendations and consulting extensively. The Standing Committee on Energy, Mines and Resources also reviewed these recommendations. We came to the conclusion that a national minerals and metals policy would not be advisable and that it should be a federal mineral policy. The policy was developed and announced last year by Minister Merrithew.

So far as a specific minerals or metals strategy was concerned, the conclusion of this committee and everyone with whom we consulted in industry was that it would be inadvisable to have such a strategy. It would assume that officials in the department are in a better position to pick up winners and losers than industry would be. The department was advised by this committee and industry that it should remain at the generic level rather than trying to get involved in commodity-specific activities.

Mr. MacLellan: I would like some clarification and explanation on the further \$3.847 million being requested for the mineral development agreements.

Mr. Perron: The mineral development agreements were negotiated in 1984. The last round of mineral

[Translation]

suppression de poste d'un côté, et regroupement de l'autre. Nous avons par contre créé un poste de sous-ministre adjoint du Secteur des politiques globales et des communications, secteur que j'ai d'ailleurs présenté à l'une des séances de votre Comité. Je pense par ailleurs que l'on a, effectivement, aussi créé un poste de sous-ministre adjoint au Programme des minéraux et des sciences de la terre.

Je pense que globalement les créations de postes et les suppressions s'équilibrent, mais il y a effectivement eu des restructurations. Nous avons également supprimé le poste d'administrateur adjoint de l'ATPGC, il s'agissait d'un poste du niveau de sous-ministre adjoint. Au fur et à mesure que le ministère perd certaines de ses responsabilités, et que certains des programmes prennent fin, nous procédons à des regroupements, et à des suppressions de postes de direction et d'années-personnes.

M. MacLellan: Et parallèlement à ces regroupements, vous mettez de nouvelles étiquettes.

M. Kroeger: Oui.

M. MacLellan: Et qu'avez-vous fait de cette recommandation du rapport Nielsen de mettre en place, dans votre secteur, une stratégie nationale des matières premières? Avez-vous donné suite à cette recommandation?

M. Perron: Effectivement, une des recommandations du Groupe de travail Nielsen, à proprement parlé de l'équipe de recherche de M. Bruk, était qu'une politique nationale des minéraux et métaux soit définie, et qu'elle se traduise par une stratégie adaptée au domaine particulier de ces minéraux et métaux.

Nous avons passé une bonne partie de l'année à discuter de ces recommandations, et nous avons consulté les secteurs concernés de l'industrie. Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, a lui aussi étudié ces recommandations. Nous avons conclu contre cette proposition de politique nationale des minéraux et des métaux, en optant pour une politique minérale fédérale. C'est M. Merrithew, le ministre, qui a conçu cette politique et qui l'a annoncée l'an dernier.

Pour revenir à cette stratégie nationale concernant les minéraux et les métaux, les conclusions du Comité, et de façon générale de tous les intéressés que nous avons consultés dans le secteur privé, allaient contre la mise en place d'une telle stratégie. Celle-ci aurait en effet supposé que les hauts fonctionnaires du ministère sont mieux placés que les industriels eux-mêmes pour dire quels sont les créneaux porteurs. Le comité et les industriels du secteur privé nous ont conseillé de donner à nos activités une portée générale, plutôt que d'avoir des interventions sectorielles.

M. MacLellan: J'aimerais avoir quelques explications sur ces 3,847 millions de dollars affectés aux ententes sur l'exploitation minière.

M. Perron: Ces ententes ont été négociées en 1984. Le dernier tour de discussion avec le Québec, l'Ontario et le

[Texte]

development agreements with Quebec, Ontario and B.C. were concluded in 1985. The total commitment of funds by the federal government is \$134 million over a period of five years. Depending on the agreement, some stop in 1984 and some in 1985.

Obviously such a large undertaking by both levels of government involves start-up delays. Some of the funds were not spent in the first years and there was an agreement that they would be reprofiled to later years. What we have now are funds not spent, but we had a commitment to spend these funds. Therefore we are honouring that commitment by reprofiling the funds.

Mr. MacLellan: The fact that they were not spent and just reinserted for—

• 1820

Mr. Perron: Yes, indeed. We have not reduced the size of the mineral development agreements.

Mr. MacLellan: Are all the mineral development agreements the same?

Mr. Perron: No, they vary. The smallest one, \$240,000 is with P.E.I. and it goes up to \$50 million in federal funds for the Province of Quebec. I should say the size of the mineral development agreements is decided by the provincial authorities within the ERDA framework.

In the case of B.C., for instance, the mineral development agreement is only \$5 million total—\$1 million a year for five years. There was a lot of criticism by the mining industry of B.C. that it was tokenism. The fact is the priority given by the government of B.C. was for the reforestation program, and there were little funds provided by the province for the mineral development agreements.

They vary all over the place in terms of sharing costs as well. Quebec, Ontario, B.C. and Saskatchewan are on a 50:50 basis. When it comes to P.E.I., 20% is for the province and 80% for the federal government. It is 30:70 for Newfoundland.

Mr. MacLellan: What about Nova Scotia?

Mr. Perron: Nova Scotia is 60:40.

Mr. MacLellan: How is it administered? Do the provinces and the federal government have the same administrative responsibility?

Mr. Perron: Yes, under all of these agreements, we have a joint management team which reviews the projects put forward by the province or the industry as the case may be, and it agrees on the allocation of funds.

Each management committee is different from province to province. We do not have the same officers

[Traduction]

Colombie-Britannique, s'est terminé en 1985. Le gouvernement fédéral s'était engagé à verser 134 millions de dollars sur une période de cinq ans. Certaines de ces ententes prennent fin en 1984, d'autres en 1985.

Dans le cas d'accord d'une telle importance, il y a toujours quelques retards au démarrage. Cela fait que certains des crédits prévus pour les premières années n'ont pas été dépensés, et l'on s'est mis d'accord pour qu'ils puissent être reportés aux années suivantes. Il s'agit donc ici de crédits qui n'ont pas été dépensés, mais que nous nous étions engagés à octroyer. Nous ne faisons donc qu'honorer nos engagements.

M. MacLellan: Des crédits qui n'ont pas été dépensés, pour être ensuite reportés. . .

M. Perron: Ces ententes restent ce qu'elles étaient au départ.

M. MacLellan: Sont-elles toutes sur le même modèle?

M. Perron: Non, elles ne sont pas identiques. La plus petite d'entre elles, pour 240,000\$, concerne l'Île-du-Prince-Édouard, et nous avons signé avec le Québec une entente où la part du gouvernement fédéral est de 50 millions de dollars. L'importance de l'entente dépend de ce que les autorités provinciales veulent engager au sein des EDER.

Dans le cas de la Colombie-Britannique, par exemple, l'entente ne porte que sur 5 millions de dollars; un million de dollars par an, pendant cinq ans. L'industrie minière de Colombie-Britannique s'est récriée, en parlant de programme purement symbolique. Ce qui s'est passé c'est que la Colombie-Britannique a donné la priorité au programme de reboisement; le Trésor provincial n'avait plus grand-chose pour l'exploitation minière.

Les ententes varient d'une province à l'autre, et les accords de partage des coûts également. Le Québec, l'Ontario et la Colombie-Britannique, de même que la Saskatchewan, partagent avec le Trésor fédéral à raison de 50 p. 100 pour chaque partie. L'Île-du-Prince-Édouard assume 20 p. 100 du programme; 80 p. 100 revenant au gouvernement fédéral. Trente p. 100, 70 p. 100, pour Terre-Neuve.

M. MacLellan: Et la Nouvelle-Ecosse?

M. Perron: Soixante, 40 p. 100.

M. MacLellan: Et côté administration du programme? Les provinces et le gouvernement fédéral se partagent-ils les responsabilités?

M. Perron: Oui, nous avons créé une équipe mixte chargée d'étudier les projets de la province ou du secteur privé, et cette équipe décide de la distribution des crédits.

La composition de cette commission chargée d'administrer le programme peut varier d'une province à

[Text]

from the federal government representing us on all of the MDAs.

Mr. MacLellan: Yes. Are the monies paid by the board or through the province?

Mr. Perron: It varies again from province to province. Some of the projects are delivered by the federal government at the request of the province. These would be projects for which we have the expertise or for which we are in a better position to manage the project.

Some of the projects are delivered by the province, so the one that delivers the project pays the bill. In some instances, the federal government underwrites the cost of the projects, but they are delivered by the province at our request. In those instances, the funds are channelled to the province to pay for the cost of the projects.

In the case of Quebec, for instance, we have agreed that given the large department it has in place, all of the programs would be delivered by the province. In the case of Newfoundland, we deliver something like three-quarters of the projects.

Mr. MacLellan: Speaking as a politician and wanting to get some recognition for the money spent, are you satisfied that the federal government is getting proper deference and appreciation from the private sector for the monies we are putting in, or is the province, by being front and centre, able to take most of the bows?

Mr. Perron: I think there are many ways of addressing such a question. All the mineral development agreements are well supported by the provincial industry and by the provincial department responsible for minerals and metals. This has been restated on occasions like Mines Ministers' Conferences. There is lots of support in industry and by the provincial authorities.

Whether the politicians per se get the visibility is obviously a matter of optics, a matter of perception. There is some degree of controversy, as is to be expected, but in our experience it is not impossible to get recognition by working closely with the provincial authorities to make sure the source of the funds is properly identified and that when projects are announced, the joint announcement includes the two levels of government.

• 1825

Mr. Gagnon: Gentlemen, I will turn to the low-level waste disposal proposal by Eldorado Resources Limited, Fort Granby, Welcome and Port Hope. Has the task force report been released?

Mr. Perron: No, the task force was set up last December because, with the process we started in the spring of 1986, it proved to be extremely difficult to get support from the local communities. We started a process where a project or a proposal would be put forward by Eldorado to an Environmental Assessment Review Panel,

[Translation]

l'autre. Les représentants du palier fédéral ne sont pas non plus les mêmes partout.

M. MacLellan: Je vois. Les crédits sont-ils versés par la commission, ou par la province?

M. Perron: Là aussi cela varie d'un cas à l'autre. Certains des projets sont pris en main par le gouvernement fédéral, à la demande même de la province. Il peut effectivement arriver que nous ayons les spécialistes nécessaires, et qu'il soit alors tout à fait logique de nous confier l'exécution du projet.

Certains des projets sont pris en main par la province; c'est le responsable du projet qui paie la facture. Il peut cependant arriver que le gouvernement fédéral prenne en charge certains coûts de projets, tout en demandant à la province de s'occuper de l'exécution. Dans ce cas les crédits sont versés à la province qui règle ensuite la facture.

Dans le cas du Québec, par exemple, et étant donné l'importance du ministère québécois, c'est la province qui est responsable de l'exécution. Dans le cas de Terre-Neuve, nous nous occupons d'environ trois quarts des projets.

M. MacLellan: J'appartiens à la sphère politique, et je pense qu'il est important que l'on sache d'où viennent les crédits. Avez-vous l'impression que le secteur privé en soit reconnaissant au gouvernement fédéral, ou que c'est plutôt la province, puisqu'elle est plus présente sur place, qui en recueille tout le bénéfice?

M. Perron: C'est un petit peu une question d'appréciation. Ces ententes de développement minier sont très appréciées du secteur privé provincial, et des ministères provinciaux. On l'a dit et redit, et notamment lors des conférences des ministres des Mines. Aussi bien le secteur privé que les services provinciaux, pensent apparemment le plus grand bien de ces ententes.

Savoir maintenant si les hommes politiques y gagnent en notoriété est une question de point de vue. On peut en débattre, mais à notre avis on a tout à gagner à collaborer étroitement avec les services provinciaux, à veiller à ce que les destinataires sachent exactement d'où viennent les crédits qu'ils reçoivent, et à ce que les projets fassent l'objet de campagnes mixtes d'information.

M. Gagnon: Messieurs, j'aimerais vous parler du projet d'Eldorado Resources Limited, concernant l'enfouissement de déchets à faible radioactivité à Fort Granby, Welcome et Port Hope. Le rapport du Groupe de travail a-t-il été publié?

M. Perron: Non, étant donné que le Groupe de travail ne date que du mois de décembre dernier. Nous avons entrepris une campagne d'information au printemps 1986, et nous avons eu beaucoup de mal à nous entendre avec les autorités locales. Il avait été prévu que le projet soit soumis par Eldorado à une commission d'Examen des

[Texte]

and the community objected to that. In the fall of 1986, we stopped that process.

The task force was struck by Minister Merrithew with the mandate of trying to identify a way of eliciting corporations, by the local communities, to manage the wastes that are in C2 and to find a better location for the long-term management of these wastes.

The task force started its work in December of 1986, and the report will be received shortly by Minister Merrithew, and probably made public in the coming days.

Mr. Gagnon: When do you expect the entire problem will be resolved?

Mr. Perron: To answer your question, I would have to discuss the content of the report, and since the report has not been made public and it was an independent task force, one should wait for that report to be made public.

Clearly we have experience in similar situations: the siting of controversial facilities; toxic waste dumps and incinerators. When you do not get the support of the community up front, the experience is teaching us that it takes months and years to resolve the issue. If you try to obtain the co-operation of the community that will host such a facility, it usually takes a bit less time, but the timing is something like three to five years.

Mr. Gagnon: Let us turn our attention to the RADARSAT. Why were the budgeted amounts not included in the main budget rather than in the supplemental?

Mr. Perron: Mr. Gagnon, you will remember that the Space Program was put forward for consideration by Cabinet in 1986—and the subject was debated for quite some time. It was not until June of 1987 that Cabinet approved the continuation of the RADARSAT project, under a certain number of well-known conditions: to secure the co-operation of Great Britain and the United States, to obtain contributions by the provinces that would benefit from the data gathered by RADARSAT, and to try to secure private sector contribution to the overall financing of the project.

The continuation of what we call the RADARSAT Project Office was authorized in Cabinet in June 1987 for another year, with the understanding that, early in 1988, Minister Oberle, responsible for Science and Technology, would return to Cabinet to confirm that co-operation of foreign governments, provinces and private sector has been secured.

Mr. Gagnon: Can you give us a breakdown of that funding, percentage-wise? What provinces are giving money?

Mr. Perron: When we went to Cabinet, the provinces likely to contribute were Quebec, Ontario and British

[Traduction]

évaluations environnementales, mais les autorités locales s'y sont opposées. À l'automne 1986 nous avons interrompu toute procédure de consultation.

Le Groupe de travail a ensuite été créé par M. Merrithew, le ministre; sa mission était de permettre aux collectivités de la région de s'entendre sur les sociétés qui seraient chargées de gérer les déchets de C2, en même temps que de trouver un meilleur emplacement pour une gestion de long terme de ces déchets.

Le Groupe de travail a commencé ses travaux au mois de décembre 1986, et le rapport ne devrait pas tarder à être déposé sur le bureau du ministre, pour être ensuite rendu public, à quelques jours de là.

M. Gagnon: Quand le problème sera-t-il enfin résolu?

M. Perron: Pour répondre à votre question il faudrait que je discute ici du contenu du rapport, or celui-ci n'est toujours pas public, et comme il s'agit par ailleurs d'un groupe de travail composé de personnalités de l'extérieur, il est préférable d'attendre que le rapport soit publié.

Nous avons déjà fait l'expérience de situations semblables, et ce à chaque fois qu'il faut décider de l'emplacement d'une installation très contestée par la population, décharges de produits toxiques, incinérateurs, et cetera. Lorsque la population locale s'y oppose d'emblée, il faut des mois, sinon des années, pour trouver une issue. On gagne en général du temps, si l'on cherche à obtenir l'assentiment des populations locales, mais cela prend parfois trois à cinq ans.

M. Gagnon: Passons maintenant à RADARSAT. Pourquoi ces crédits n'émergeaient-ils pas au budget principal?

M. Perron: Monsieur Gagnon, vous vous souviendrez que le programme spatial a été discuté au Cabinet en 1986... et cela pendant d'ailleurs assez longtemps. Ce n'est qu'au mois de juin 1987 que le Cabinet a donné son approbation à la poursuite du projet RADARSAT, et cela à certaines conditions bien précises: nous devons obtenir la collaboration de la Grande-Bretagne et des États-Unis, une participation des provinces qui profiteraient des données collectées par RADARSAT, et une participation du secteur privé au financement global du projet.

Le maintien de ce que nous appelons le Bureau du projet RADARSAT n'a été approuvé au conseil des ministres qu'au mois de juin 1987, et cela pour une année supplémentaire, étant entendu qu'au début de l'année 1988, le ministre des Sciences et de la Technologie, M. Oberle, reconfirmerait au Cabinet que les conditions édictées étaient effectivement bien remplies.

M. Gagnon: Pouvez-vous nous donner la ventilation des crédits? Quelles provinces participent au projet?

M. Perron: À l'époque où nous l'avons défendu au Cabinet, on attendait une participation du Québec, de

[Text]

Columbia. The level of funding was not well defined, but it was to be a proportion of the economic returns to the provinces during the development and the operation of the RADARSAT. That has been the object of the negotiations since then. It is still being negotiated with the provinces.

• 1830

Mr. Gagnon: Is it still entirely open-ended?

Mr. Perron: Yes, and the private-sector contributions were fairly small, if I may say. They were a few million dollars, globally. The contributions of foreign governments were very meaningful, though, you will remember. The United Kingdom was going to provide a platform on which the satellite was going to be built and the United States was going to provide the launch of the satellite.

Mr. Gagnon: In your Prince Albert ground station, on what are you spending money on the capital expenditures?

Mr. Perron: The data that will be received by the ground station have to be processed in these facilities. The cost of the equipment that will go into experimenting on how one would receive the signals and process them on the receiving station is probably what is under that item. I could find more details for you if you wish, though.

Mr. Gagnon: This data collection, is that what their data processing equipment...?

Mr. Perron: It is data collection and processing, both.

Mr. Gagnon: Both of them.

Mr. Perron: Yes. There would be, with RADARSAT, if I remember correctly, three stations: one on the east coast, one in central Canada and one on the west coast.

Mr. Gagnon: You are only operating one station, though, are you not?

Mr. Perron: The processing will be done only at one facility. All the processing is done in Prince Albert, even for the spot satellite signals we receive now.

Mr. Gagnon: Are you telling me this is something over and above what we are receiving currently from the satellites?

Mr. Perron: Yes, it is.

Mr. Gagnon: I guess the last thing is Fort Chipewyan... a quarter of a million dollars. Can you tell us something about that?

Mr. Perron: Let me find my notes. In December 1986 the Minister of DIAND went to Cabinet and obtained the authorization to sign a final agreement with the Cree Band at Fort Chipewyan. This involves the surveying of 12,275 acres of land. The department responsible for official surveys, legal surveys, is EMR. Therefore, not all of the cost of surveying that land will be transferred from

[Translation]

l'Ontario et de la Colombie-Britannique. Le chiffre de cette participation n'était pas encore connu, mais il sera calculé en fonction des retombées économiques, dans chaque province, du projet. Voilà ce sur quoi l'on négocie depuis. Les négociations suivent leur cours.

M. Gagnon: Rien n'a été arrêté?

M. Perron: Non, et la participation du secteur privé est assez faible, si je puis dire. Elle se chiffrait à quelques millions de dollars seulement, pour l'ensemble du projet. Vous vous souviendrez, par contre, que la participation des états étrangers était assez importante. Le Royaume Uni doit fournir une plate-forme sur laquelle le satellite sera construit, et les États-Unis s'occuperont du lancement.

M. Gagnon: Et à quoi correspondent exactement les dépenses de capital prévues pour la station réceptrice de Prince Albert?

M. Perron: Il s'agit d'une station réceptrice au sol, où l'on procédera en même temps au traitement des données. Je pense donc qu'il s'agit du coût du matériel nécessaire aux expériences à partir desquelles l'on décidera de la façon dont les données seront captées puis traitées. Je pourrais vous donner plus de détails là-dessus si vous le désirez.

M. Gagnon: Il s'agit donc de collecte de données, et de matériel de traitement...?

M. Perron: Collecte et traitement des données, les deux.

M. Gagnon: Très bien.

M. Perron: Oui, il devait y avoir d'après le projet initial RADARSAT, trois stations: l'une sur la côte est, l'une dans le centre du Canada et l'autre sur la côte ouest.

M. Gagnon: Mais vous ne vous occupez que d'une des stations, n'est-ce pas?

M. Perron: Tout le traitement des données se fera à Prince Albert, et cela inclut les signaux satellites que nous recevons déjà.

M. Gagnon: Cela veut-il dire que ces données s'ajouteront à celles que les satellites nous transmettent déjà?

M. Perron: Oui.

M. Gagnon: Je vais enfin passer à la question de Fort Chipewyan... un quart de million de dollars. Pouvez-vous nous en parler?

M. Perron: Permettez-moi de me reporter à mes notes. Au mois de décembre 1986 le Ministre des affaires indiennes a obtenu du Cabinet l'autorisation de signer un accord définitif avec la Bande Cree de Fort Chipewyan. Dans cet accord on prévoit des travaux d'arpentage de 12,275 acres de terre. Or, légalement, c'est le ministère des Mines et des Ressources qui est responsable des

[Texte]

the DIAND to EMR, so the \$250,000 is a transfer of funds flowing from that Cabinet decision of December 1986.

Mr. Gagnon: Is this a geological survey or topographic survey?

Mr. Perron: No, it is a topographic survey.

The Chairman: Mr. Kroeger, in regard to this program, the \$350 million, is that a maximum? And what would happen if there were more applications?

Mr. Kroeger: This is what is known as a demand-driven program. You make the best assessment you can when you are setting up as to what the demand will be, but it is a little like forecasting statutory expenditures such as post-secondary education or old age security. You make a forecast. If you come in low and you have some money to spare, you are not allowed to spend it. If you come in high, then it has to be supplemented. It is not in itself a statutory program, but it has most of the characteristics of one.

The Chairman: In the event that you went over, you would be back for supplementary. . . Yes, right.

I believe Mr. Wilson, in his tax reform paper of June 18, suggested the termination date. Was it 1990 that this will terminate?

Mr. Carruthers: What the Minister of Finance basically said in his tax reform statement was that the intention of the government was to generally phase it out along the lines of the timing of depletion. I think the current timing for the first reduction in rates for depletion is next summer, and ultimately I think a phase-out a year later, mid-1989. That is for depletion.

• 1835

The Chairman: Would you say it would terminate on March 31, 1990? I am quite sure it was referred to as a three-year termination. Do you remember, Russ?

Mr. MacLellan: I put a date in. I think it was September 1989.

Mr. Carruthers: I thought it is in 1989. It is mid-1989.

Mr. Kroeger: Another way of expressing it is that there are not yet decisions about any of these things. The statute includes certain provisions and an up-dated notice you have to give, which, I think, is six months. I do not think the Minister of Finance has yet made a decision about the timing of his measures, nor has a decision been made about the timing of CEDIP. If I remember correctly, Mr. Blenkarn's committee had some recommendations that Mr. Wilson is currently considering.

[Traduction]

travaux d'arpentage de l'État. Ces 250,000\$ sont donc un transfert de fonds résultant de la décision du Cabinet du mois de décembre 1986, puisque le transfert de fonds du ministère des Affaires indiennes à celui des Mines et des ressources ne portera pas sur la totalité du coût des travaux d'arpentage.

M. Gagnon: S'agit-il de levées portant sur la géologie ou sur la topographie du territoire?

M. Perron: Sur la topographie uniquement.

La présidente: Monsieur Kroeger, ces 350 millions de dollars, est-ce un plafond? Que se passerait-il s'il y avait d'autres demandes?

M. Kroeger: C'est ce qu'on appelle un programme conçu en fonction d'une demande inconnue. Vous essayez d'évaluer cette demande à l'avance, mais c'est comparable aux prévisions de dépenses statutaires pour l'enseignement supérieur, ou la sécurité de la vieillesse. On fait des prévisions, et si on a été trop large on n'est pas autorisé à dépenser ce qui reste. Dans le cas contraire il faut demander une rallonge budgétaire. Ce n'est pas véritablement un programme statutaire, mais il en a la plupart des caractéristiques.

La présidente: Et au cas où vous dépassez vos prévisions, il vous faut demander une rallonge. . . C'est bien cela.

Je crois que M. Wilson, dans son document du 18 juin sur la réforme fiscale, a fixé une date limite. Est-ce 1990?

M. Carruthers: Ce que le Ministre des finances a dit, lorsqu'il a annoncé sa réforme fiscale, c'est que le gouvernement avait l'intention de suivre le calendrier des réductions de taux pour épuisement des réserves. Si je ne me trompe la première réduction est prévue pour l'été prochain, et la suppression définitive du programme doit tomber au milieu de l'année 1989. Voilà pour l'épuisement des réserves.

La présidente: D'après vous le programme prendrait fin le 31 mars 1990? Je suis convaincue qu'il était question d'un programme de trois ans. Vous souvenez-vous, Russ?

M. MacLellan: Je pense que j'avais retenu l'échéance de septembre 1989.

M. Carruthers: Je pense que c'est 1989; au milieu de 1989.

M. Kroeger: Cela veut dire qu'il n'y a rien de décidé encore. La loi renferme certaines dispositions et prévoit un préavis de six mois, je pense. Je ne crois pas que le Ministre des finances ait encore décidé de l'entrée en vigueur de ses mesures, ni du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur canadienne. Si je me souviens bien, le comité de M. Blenkarn a formulé quelques recommandations que M. Wilson est en train d'examiner.

[Text]

Mr. Porter: On the energy program, there is an item for \$9,376,000, including a capital item with construction acquisition of machinery and equipment for slightly over \$1 million. What does it include?

Mr. Kroeger: I am informed that it is capital for our computer system.

Mr. Porter: For CEDIP.

Mr. Kroeger: For CEDIP again. Earlier the committee looked at the professional and special services charges. I believe this is for the computer itself.

Mr. Porter: I understand a question was asked previously about the 87 person-years in the estimates and 34 person-years under the heading of Administration and Foreign Services.

The Chairman: Maybe you could review it for Mr. Porter.

Mr. Carruthers: Perhaps I could just repeat. Administrative and Foreign Service is a category that covers all of our administrative support people. The numbers you see are not foreign service people; they are administrative people. They are the administrative component of our CEDIP office in Calgary.

Mr. Porter: Had anyone commented on the current status of the CEDIP program at the present time?

Mr. Carruthers: We have received 1,137 applications as of the weekend; we have processed 352; we have paid approximately \$12.3 million. As I mentioned, the average processing time is 45 days from receipt of the application.

The Chairman: Are they all done in Calgary?

Mr. Carruthers: Yes, they are. We receive applications in Weyburn. The processing, if I am not mistaken, is done in Calgary. We have a small office in Weyburn.

Mr. MacLellan: On the mineral development agreement, I have one more question. I wonder if there is anything in the mineral development agreements that gave assistance to international sales.

Mr. Perron: Mr. MacLellan, there was no such proposal by the provinces when we developed the agreements. I do not recall any one project on which we were called that involves such activities. We would not be a refractory to such ideas if they had been put forward by the provinces.

Most programs involve basically the same elements. They involve geoscientific work. This has been a long-standing tradition of these types of agreements. They involve some research and development, some market studies and some firm-specific financial assistance to economic development studies or, in some cases, to development of some projects, but it is fairly limited.

[Translation]

M. Porter: Au titre du programme de l'énergie, il y a un montant de 9,376,000 de dollars qui comprend, à la rubrique capital, une somme d'un peu plus d'un million de dollars pour la construction et/ou l'acquisition de machines et de matériel. Qu'est-ce qui entre là-dedans?

M. Kroeger: On me dit que ce sont des capitaux pour notre système informatique.

M. Porter: Pour le PCEEMV.

M. Kroeger: Oui, pour le PCEEMV. Le comité a déjà examiné les crédits affectés aux services professionnels et spéciaux. Je pense que ce montant est pour l'ordinateur lui-même.

M. Porter: Je pense qu'on vous a déjà interrogé au sujet des 87 années-personne et des 34 prévues au titre de l'administration et des services extérieurs.

La présidente: Vous pourriez peut-être reprendre pour M. Porter.

M. Carruthers: Je vais répéter ma réponse. La rubrique Administration et services extérieurs est une catégorie qui renferme tout le personnel de soutien administratif. Les chiffres que vous voyez là ne sont pas ceux des effectifs du service extérieur, mais plutôt de l'administration. Ils représentent les effectifs administratifs de notre bureau du PCEEMV à Calgary.

M. Porter: Quelqu'un a-t-il déjà parlé du PCEEMV?

M. Carruthers: Au weekend dernier, nous avons reçu 1,137 demandes. Nous en avons traité 352 et déboursé environ 12,3 millions de dollars. Je l'ai déjà dit, il faut environ 45 jours en moyenne pour traiter une demande.

La présidente: Toutes les demandes sont-elles traitées à Calgary?

M. Carruthers: Oui. Les demandes sont expédiées à Weyburn et le traitement se fait à Calgary, si je ne m'abuse. Nous avons un petit bureau à Weyburn.

M. MacLellan: J'ai une autre question au sujet des ententes sur l'exploitation minière. J'aimerais savoir si ces ententes devaient servir à accroître nos ventes sur les marchés internationaux.

M. Perron: Monsieur MacLellan, les provinces n'ont fait aucune proposition dans ce sens quand les ententes ont été négociées. Je ne me souviens d'aucun projet comprenant de telles activités. Nous n'aurions pas été contre pareilles propositions si elles nous avaient été faites par les provinces.

La plupart des programmes portent essentiellement sur les mêmes choses; c'est-à-dire des travaux géoscientifiques. Les ententes ont toujours servi à cela. Elles sont destinées à des travaux de recherches et de développement, à des études de marché et à des programmes d'aide financière pour permettre à certaines entreprises d'effectuer des études de développement économique ou, dans de rares cas, d'exécuter certains projets. C'est assez limité.

[Texte]

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I was hoping I would see in the supplementary estimates a change of heart on the part of Energy, Mines and Resources to give some funding for conservation and the renewables. Since doing away with the COSP and CHIP, the then Minister, Pat Carney, said there would be a follow-up program for conservation, albeit, it would not be one that would give funding as an incentive. To my knowledge, we really have not heard much about conservation. I was wondering what exactly was being done in the department on that very important aspect.

• 1840

Mr. Kroeger: There was a three-year program put in place, which expires at the end of March, if I remember correctly. That was known as the National Conservation and Alternative Energy Initiative. It was intended to be a transitional program, done jointly with the provinces. We have been engaged in quite extensive discussions with provincial governments and with the private sector about future needs. Those consultations are drawing to a close and we hope that Cabinet will examine some future alternatives in the next couple of months.

Mr. MacLellan: It has been a while since those programs were done away with. The one major success of the National Energy Program, I would say, was the conservation program, saving 75 million barrels of oil. Certainly, as far as the value per dollar was concerned, the conservation aspect was the most successful. There really is not any program other than the bridge program that you mentioned, which ends in March and there are negotiations with the provinces.

Mr. Kroeger: Yes, and discussions with other interested parties, but the decision about a successor has not yet been taken.

Mr. MacLellan: I know this is only the supplementary estimates and we are not into estimates for the next fiscal year. Will there be an increase, as you expect, or a decrease in the funding for renewables?

Mr. Kroeger: We would have to wait to see what Cabinet decides. I have not the courage to speculate.

Mr. MacLellan: I was afraid you would say that. Mr. Kroeger, we heard at one point about the fact that the department seemed to be experiencing a decline in the percentage of francophones and women. What is the status in that regard, at the present time?

Mr. Kroeger: I am speaking from memory here. I think with regard to representation of women, I have to confess the headway we have made has not been as great as I would have liked, although we do now have a woman filling the position of assistant deputy minister.

We also have recruited a woman as Director General of Communications in the past year. Some other appointments have been made, so we are making some

[Traduction]

M. MacLellan: Madame la présidente, j'espérais que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources se ravise et prévoie dans le budget supplémentaire des fonds pour la conservation et les ressources renouvelables. Quand la Ministre Pat Carney a supprimé les programmes PCRP et PITRC, elle avait dit qu'ils seraient remplacé par un autre programme de conservation, même si les mesures ne devaient pas être axées sur le financement. Or, nous n'avons pas tellement entendu parler de conservation depuis. J'aimerais savoir ce que fait exactement le ministère à propos de cette question très importante.

M. Kroeger: Si je me souviens bien, un programme de trois ans devant se terminer à la fin mars a été mis sur pied. Connu sous le nom d'Initiative nationale en matière d'économie d'énergie et d'énergies de remplacement, il s'agissait d'un programme fédéral-provincial de transition. Nous avons entrepris des discussions sérieuses avec les gouvernements provinciaux et le secteur privé au sujet de nos besoins futurs. Ces consultations tirent à leur fin, et nous espérons que le Cabinet examinera d'autres possibilités au cours des prochains mois.

M. MacLellan: Cela fait déjà un certain temps que ces programmes ont été supprimés. Le principal élément de réussite de la politique énergétique nationale était, à mon avis, le Programme de conservation qui permettait d'économiser 75 millions de barils de pétrole. En terme d'efficacité, le Programme de conservation est sans doute celui qui a eu le plus de succès. Mis à part le Programme de transition que vous avez mentionné et qui prend fin en mars, et ces négociations avec les provinces, il n'y a pas d'autres programmes.

M. Kroeger: C'est exact, et il y a des discussions avec d'autres parties intéressées. Mais rien n'a encore été décidé pour remplacer ces programmes.

M. MacLellan: Je sais que nous examinons le budget supplémentaire, et non les prévisions de dépenses du prochain exercice. Vous prévoyez quoi, une augmentation ou une diminution du poste «ressources renouvelables»?

M. Kroeger: Il faudra attendre la décision du Cabinet. Je n'ose pas m'avancer là-dessus.

M. MacLellan: C'est la réponse que je craignais. Monsieur Kroeger, nous avons entendu parler du fait qu'il y a au sein du ministère une baisse du pourcentage de francophones et de femmes. Quelle est la situation actuellement à cet égard?

M. Kroeger: Si je me fie à ma mémoire, en ce qui concerne la représentation des femmes, je dois vous avouer que les progrès que nous avons réalisés ne sont pas aussi marqués que nous l'aurions souhaité, bien que nous ayons maintenant une femme au poste de sous-ministre adjoint.

Nous avons aussi recruté, l'année dernière, une femme, pour le poste de Directeur général des communications. Des femmes ont également été nommées à d'autres postes;

[Text]

headway. Representation of women remains low, lower than I am at all comfortable with.

With regard to francophones, the area that was singled out for adverse comment about a year ago was the representation of francophones in the management category.

Before I deal with that, I would remind the committee that in the case of scientific and professional, the department went from—speaking from memory again—6% to 15.5% over a five-year period, so we are doing pretty well there. Places such as Surveys and Mapping have well over 20% now in francophone representation.

Coming back to the management category which is department wide, it was at 10.8%. Recently we had it over 17%, so we have made quite good headway in the past year. That will fluctuate a little, because as people leave and as the department shrinks, we may actually lose a little ground temporarily. Then I would expect us to keep moving to somewhere over 20% in the reasonably near future.

I would add that we did it fair and square. No games were played to get those numbers up. We were very careful about the way we handled the competitions. We made sure that there was nothing that entailed discrimination against anglophones.

• 1845

Mr. Gagnon: What is your overall percentage of francophones in the department?

Mr. Kroeger: I am sorry, but I cannot answer that. If I had to guess, I would put it in the high teens, 18%, 19%. The Public Service averages are in the range of about 28%. We are certainly below average, and it varies quite a lot.

In an organization like Surveys and Mapping, we are not far off the Public Service norm. On the other hand, in the Geological Survey of Canada, the figures are very low indeed. I would think the francophone representation in the Geological Survey of Canada might be in the 5% or 6% range. There have been some special factors there having to do with finding qualified people and the fact that GSC's operations in Quebec were quite limited until recently.

Some headway is being made there, some new possibilities that we are working on, but they are not ripe for us to go public with them yet.

Mr. Gagnon: What is the GSC doing about this situation?

Mr. Perron: The turnover rate of employees in all scientific organizations of the federal government has been reducing gradually over the years and quite drastically in recent years. Turnover rates are now very, very low.

[Translation]

nous faisons donc des progrès. La représentation des femmes demeure faible, et je n'en suis pas fier.

En ce qui concerne les francophones, la critique qui a été formulée il y a environ un an portait sur leur représentation dans la catégorie de gestion.

Avant d'aborder ce sujet, je tiens à rappeler au comité que dans la catégorie scientifique et professionnelle, la proportion de francophones au ministère est passée, si je me souviens bien, de 6 à 15,5 p. 100 en cinq ans; ce qui veut dire que nous faisons assez de progrès de ce côté-là. Les francophones représentent maintenant bien au-delà de 20 p. 100 des effectifs au service des Levées et de la Cartographie notamment.

Pour revenir à la catégorie de gestion, la proportion de francophones dans l'ensemble du ministère était de 10,8 p. 100. L'année dernière, ce chiffre est passé à plus de 17 p. 100; ce qui veut dire que nous avons fait beaucoup de progrès. Cette proportion fluctuera légèrement à la baisse à cause des départs et de la réduction des effectifs du ministère. Mais je m'attends à ce que la représentation francophone soit d'un peu plus de 20 p. 100 dans un avenir assez proche.

Je dois ajouter que nous avons procédé de façon juste et équitable. Nous n'avons joué d'aucune astuce pour relever les chiffres. Les concours ont été organisés très soigneusement de manière à ce qu'il n'y ait pas de discrimination contre les anglophones.

M. Gagnon: Quel est le pourcentage global de francophones au ministère?

M. Kroeger: Je m'excuse, mais je ne peux pas vraiment répondre à cette question. Je dirais autour de 18 ou 19 p. 100. La moyenne dans la Fonction Publique s'établit à environ 28 p. 100. Nous sommes bien en-deça de la moyenne, laquelle varie énormément.

Au Service des levées et de la cartographie, nous ne sommes pas loin de la norme de la Fonction Publique. Par ailleurs, à la Commission géologique du Canada, nous sommes bien en-deça de la moyenne. Les francophones représentent peut-être 5 ou 6 p. 100 des effectifs. Certains facteurs particuliers font qu'il est difficile de trouver des personnes compétentes, et il faut dire aussi que les activités de la Commission étaient très limitées au Québec, jusqu'à tout récemment.

Nous faisons toutefois des progrès; nous examinons de nouvelles possibilités, mais nous ne sommes pas prêts à en parler publiquement encore.

M. Gagnon: Qu'est-ce que la Commission géologique du Canada fait à ce propos?

M. Perron: Le taux de roulement des employés dans toutes les organisations scientifiques du gouvernement fédéral a diminué progressivement au fil des ans, et plus particulièrement ces dernières années. Le taux de roulement est maintenant très très faible.

[Texte]

The GSC has remained roughly at the same level, give or take one person, for more than 10 years. The GSC started its operation in 1842 and has a long tradition of people coming into the GSC and having very long careers indeed. People tend to come to the GSC, do most of their career and go on beyond the normal age.

One would expect that when you have the right combination of age and years of service, you would retire. Recently I did a survey of both the GSC and CANMET. We have almost 15% of these employees who have a combination of years of service and age that would qualify them to retire without penalty.

We have people who are well over 65 who are still with us. In fact, we have people who have retired and still work for us at no cost. As long as there was growth in the 1960s and 1970s, there was also competition from the private sector and so there was a fairly high rate of turnover with people coming and going.

Now that has reduced to a trickle. The place has been at the same level for 10 years. People are not leaving the GSC. They appreciate the type of career they have there, the quality of life. They have a very strong culture, a very strong *esprit de corps* and corporate identity.

If you go back 15 years, there were very few people graduating from Quebec universities in geology, mining or metallurgy. Globally, the number of graduates for all universities would be a few tens of people, and most of them would be absorbed by industry.

In more recent years there has been a larger number of people graduating, but we are in no position to hire them. We do not have positions becoming vacant. We are in a quagmire.

We have been discussing this amongst ourselves for quite some time. We have been exploring with Treasury Board to find innovative ways of bringing in new blood and at the same time being fair to these people who have devoted their whole career to the GSC. It is a difficult situation indeed.

Mr. Gagnon: You should possibly look at the pension scheme that the Members of Parliament have. When the years of service and the IQ total 100, you are qualified for a pension.

The Chairman: Excuse me. I have been called to another room for a few minutes. Could you take the Chair, Mr. Gagnon, please?

Mr. Gagnon: Does that mean I cannot ask my last question?

• 1850

The Chairman: Yes, you can sit there.

The Acting Chairman (Mr. Gagnon): Well, if I may carry on, I appreciate the report you put out on the saving of energy in the last 10 years throughout the

[Traduction]

La Commission est demeurée sensiblement au même niveau, à quelques personnes près, depuis plus de 10 ans. Établie en 1842, la Commission a toujours recruté des gens qui font de longues carrières, qui ont tendance à entrer à la Commission et à y demeurer au-delà de l'âge normal.

On s'attendrait à ce que après un certain âge et un certain nombre d'années de service, ils prennent leur retraite. Dernièrement, j'ai fait une étude sur la Commission géologique du Canada et sur CANMET. Les employés qui ont et l'âge et le nombre d'années de service pour prendre leur retraite sans pénalité représentent presque 15 p. 100 des effectifs.

Nous avons des employés de bien plus de 65 ans qui sont toujours avec nous. En fait, nous avons des employés qui sont à la retraite et qui travaillent encore pour nous sans salaire. Dans la période de croissance des années 1960 et 1970, la concurrence du secteur privé était forte, et le taux de roulement des effectifs était assez élevé.

Maintenant, le taux est très faible. La situation n'a pas changé depuis 10 ans. Les gens ne quittent pas la Commission. Ils aiment le genre de carrière qu'ils peuvent y faire, ainsi que la qualité de la vie. Ils ont une très grande culture, un très grand esprit de corps et d'identité professionnelle.

Il y a 15 ans, il y avait très peu de diplômés des universités québécoises dans les domaines de la géologie, des mines ou de la métallurgie. Les universités ne produisaient pas à elles toutes plus d'une dizaine de diplômés dont la plupart étaient absorbés par l'industrie.

Ces dernières années, le nombre de diplômés était plus élevé, mais nous ne sommes pas en mesure de les embaucher. Nous n'avons pas de poste vacant. Nous sommes pris dans un véritable bourbier.

Cela fait déjà un certain temps que nous discutons de cette situation. Nous cherchons, avec le Conseil du trésor, les moyens de rajeunir les effectifs, en essayant toutefois de ne pas porter préjudice à ceux qui ont consacré toute leur vie à la Commission. C'est une situation difficile.

M. Gagnon: Vous devriez peut-être vous inspirer du régime de pension des députés. Quand le total des années de service et du quotient intellectuel est de 100, vous avez droit à une pension.

La présidente: Excusez-moi, je dois me rendre dans une autre salle pour quelques minutes. Pourriez-vous me remplacer, monsieur Gagnon, s'il-vous-plait?

M. Gagnon: Cela veut-il dire que je ne peux pas poser ma dernière question?

La présidente: Oui, vous pouvez vous asseoir là.

Le président suppléant (M. Gagnon): Bon, je continue. J'aime bien le rapport que vous avez publié sur les économies d'énergie dans l'ensemble des bureaux du

[Text]

government offices. When would you have a similar report on the effectiveness of the PIP program?

Mr. Carruthers: I would have to take that under advisement. We have the normal internal evaluations and the ones that are done by the government. I am not sure whether we have plans to do a formal... The other document you referred to said: You have done this; now when are you going to do the other one?

The Acting Chairman (Mr. Gagnon): Well, you had a very good one on the savings of energy throughout the government sector last year. I was hoping you would be in a position to say: So much was expended, so many metres of oil, metres of gas, and...

Mr. Carruthers: I know we have done some internal work on that, but I will have to check, and I can advise the committee as to whether there were plans to make that into something we would make public.

Mr. Kroeger: If it would help, we would be glad to give you a list of the evaluation studies that have been done, and if you are interested in seeing any of them they are publicly available.

The Acting Chairman (Mr. Gagnon): I think it would be interesting to table that with the clerk. We have quite a large expenditure taking that inventory and I think the people of Canada would like to know what they got for their money.

Mr. Kroeger: We will file the list with the clerk and then any member of the committee who would like to see the studies could let us know.

The Acting Chairman (Mr. Gagnon): That would be great. Thank you. Dean Clay, our researcher, would like to ask a couple of questions, if he may.

Mr. Dean Clay (Research Consultant): Gentlemen, if I just might clarify a couple of points with regard to vote 1: Why is the low-level radiation study a vote in our administration program?

Mr. Perron: At EMR, we have what we call corporate services. Until the appointment of an ADM responsible for these corporate services, the office of environmental affairs, being a small unit of the corporate services, did belong to the administration program, just like the office of the deputy minister. With the creation of the position of an ADM responsible for all the corporate services, the office of environmental affairs became part... and that is still an element of the administration program.

So you will find communications under there; you will find the program evaluation, internal audit, personnel, finance, administration, the offices of the deputy ministers.

Mr. Clay: Could you clarify the division of responsibility between the department and AECL in managing radioactive wastes in Canada?

[Translation]

gouvernement au cours des dix dernières années. Quand pensez-vous publier un rapport semblable sur l'efficacité du PES?

M. Carruthers: Je prends note de votre question. Nous avons nos propres évaluations internes et celles qui sont faites par le gouvernement. Je ne sais pas si nous prévoyons faire une évaluation officielle... Le document dont vous parlez disait: voilà ce qui a été fait; cela dit, quand allez-vous faire un rapport sur l'autre question?

Le président suppléant (M. Gagnon): L'an dernier, vous avez fait un très bon rapport sur les économies d'énergie dans tout le secteur gouvernemental. J'espérais que vous puissiez nous dire quelle a été la consommation, de pétrole, de gaz...

M. Carruthers: Je sais que nous avons fait un travail là-dessus, mais je devrai vérifier avant de dire au comité si nous prévoyons rendre le rapport public.

M. Kroeger: Si cela pouvait vous aider, nous pourrions vous remettre une liste des études d'évaluation qui ont été faites et vous remettre les rapports qui vous intéressent, pourvu qu'ils soient publics.

Le président suppléant (M. Gagnon): Vous pourriez remettre cela au greffier. Ce travail a coûté très cher, et je pense que la population canadienne aimerait savoir ce qu'elle a eu pour son argent.

M. Kroeger: Nous remettrons la liste au greffier, et les membres du comité qui aimeraient consulter ces études pourraient nous le faire savoir.

Le président suppléant (M. Gagnon): Formidable. Merci. Notre attaché de recherche, Dean Clay, aimerait vous poser quelques questions.

M. Dean Clay (attaché de recherche): Messieurs, j'aimerais quelques éclaircissements au sujet du crédit 1. Pourquoi l'étude sur la radioactivité de faible activité figure-t-elle au titre du programme d'administration?

M. Perron: Au ministère, nous avons ce que nous appelons les services de l'entreprise. Jusqu'à la nomination d'un sous-ministre adjoint chargé des services de l'entreprise, le bureau des affaires environnementales qui est un petit élément de ces services faisait partie du programme d'administration, au même titre que le bureau du sous-ministre. Avec la création du poste de sous-ministre adjoint chargé de tous les services de l'entreprise, le bureau des affaires environnementales a été intégré... et fait toujours partie du programme de l'administration.

Vous trouvez sous cette rubrique les communications, l'évaluation de programme, la vérification interne, le personnel, les finances, l'administration et les bureaux des sous-ministres.

M. Clay: Pourriez-vous nous expliquer le partage des responsabilités entre le ministère et l'AECL en ce qui concerne la gestion des déchets radioactifs au Canada?

[Texte]

Mr. Perron: AECL does not have a mandate to manage the waste per se.

My understanding of it—and I will call on Dr. McTaggart-Cowan for additional comments—is that in managing some problems of radioactive contamination in the country, the government entered into a contractual agreement with AECL to set up an office called the Low Level Radioactive Waste Management Office of AECL, which acts under contract to the government to manage some problems that are a federal responsibility. It could have been outside of AECL, but it so happened that the expertise was there.

Mr. Clay: Why would the study not have been done by that office?

Mr. Perron: It is indeed a very interesting question, which could take us a few hours to discuss, so to make it shorter, I will ask Dr. McTaggart-Cowan to comment on why we proceeded that way.

Mr. Jim McTaggart-Cowan (Director, Environmental Affairs, Department of Energy, Mines and Resources): The main purpose for having the task force basically independent from the major dealer within the government on the low-level waste issue, which is the Low Level Radioactive Waste Management Office, was to give the task force an independence from the major elements of the nuclear community in that sense. One of the issues being addressed was the difficulties. The trust factor and that sort of thing led to the problems in the Port Hope area in the fall of 1986.

• 1855

Mr. Clay: Did you feel that in this particular situation the study would have more credibility if performed in this fashion than by AECL?

Mr. McTaggart-Cowan: The purpose in this case was to have an independent task force to look at it, which would be outside any of the group of the nuclear proponents.

Mr. Perron: In 1985 we went to Cabinet with a policy vis-à-vis low-level radioactive waste. We undertook the usual process of referral to an Environmental Assessment Review panel. This proved to be clearly unacceptable to the communities involved.

We tried to stay with the process we used at the Department of Energy, Mines and Resources. It has been used by other departments of the federal government and by every group with a similar problem. Our conclusion is that the whole approach was generating a great deal of controversy and was leading to a lot of spinning of wheels and frustration. In fact it could lead to some social unrest in the communities concerned.

[Traduction]

M. Perron: La gestion des déchets radioactifs ne fait pas partie du mandat de l'AECL.

D'après ce que je peux comprendre—et je vais demander au Dr. McTaggart-Cowan de vous donner plus de détails—c'est que pour les problèmes de contamination radioactive au Canada, le gouvernement a confié à l'AECL, en vertu d'un accord contractuel, la responsabilité d'établir un bureau de gestion des déchets radioactifs de faible activité qui s'occuperait de certains problèmes ressortissant au fédéral. L'étude aurait pu être faite par un service autre que l'AECL, mais il se trouve qu'elle avait les compétences voulues pour la faire.

M. Clay: L'étude n'aurait-elle pas pu être faite par ce bureau?

M. Perron: C'est une question très intéressante dont nous pourrions discuter pendant des heures, mais pour que ce ne soit pas trop long, je vais demander au Dr. McTaggart-Cowan de vous expliquer pourquoi nous avons procédé de cette façon-là.

M. Jim McTaggart-Cowan (directeur, Affaires environnementales, Ministère de l'énergie, des mines et des ressources): L'idée d'avoir un groupe de travail essentiellement indépendant du principal intervenant gouvernemental en matière de déchets de faible activité, c'est-à-dire le bureau de gestion des déchets radioactifs de faible activité, était d'abord d'avoir un groupe de travail autonome par rapport aux principaux éléments du secteur nucléaire. L'une des questions abordée par le groupe de travail était celle des difficultés. Le problème de confiance notamment a provoqué les difficultés que nous avons eues dans la région de Port Hope à l'automne de 1986.

M. Clay: Pensez-vous que dans ces circonstances l'étude aurait été plus crédible si elle avait été faite par le bureau plutôt que l'AECL?

M. McTaggart-Cowan: Le but était de confier l'étude à un groupe de travail de l'extérieur, indépendant de tous les intervenants du milieu nucléaire.

M. Perron: En 1985, nous avons proposé au Cabinet une politique concernant les déchets radioactifs de faible activité. Nous avons suivi le processus habituel de renvoi de la question à un Comité d'évaluation environnementale. Cette formule s'est avérée tout à fait inacceptable pour les communautés en cause.

Nous avons tenté de nous en tenir au processus utilisé jusqu'alors par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Cette formule était utilisée par d'autres ministères du gouvernement fédéral et par tous les groupes aux prises avec des problèmes de cette nature. Nous sommes arrivés à la conclusion que cette approche soulevait énormément de controverses, entraînait des pertes de temps et provoquait du mécontentement. En fait, elle risquait d'entraîner des malaises sociaux dans les communautés concernées.

[Text]

In the fall of 1986 we decide to stop that process. It was felt that anyone who could be seen as a proponent of the nuclear industry would be deemed to be in a conflict of interest, whether it was true or not. After lengthy consultation it was decided to advise the Minister to strike a totally independent panel. It would not be a panel of experts in the nuclear industry, but a panel of representatives of the various constituents of a normal society. I recommend reading that report when it is made public. I think it will be enlightening.

Mr. Clay: This study, apart from the release of the report, is completed. Your request for funds is after the fact.

Mr. Perron: No, it is not after the fact, Mr. Clay. We went to Cabinet in the spring of 1986 to approve the policy and initiate the process we had stopped in the fall of 1986. We returned to Cabinet to initiate a new process. At the time we sought authorization from Cabinet to take a different approach, the task force route, to approve the mandate we intended to give task force and, at the same time, to secure funding for the task force. We were seeking about \$900,000.

After negotiation it was agreed that the Department of Energy, Mines and Resources would carry the cost of the task force from December 1986, to April 1, 1987. It was about \$300,000 and the rest of the funds were authorized by Cabinet in the fall of 1986 to be sourced from the policy reserve of CCERD.

Mr. Clay: That is the reference to the authority to spend revenue received during the year.

When this process is completed and a site has been specified for low-level wastes, which agency or department has a responsibility for actually transferring the wastes and doing the remedial work?

Mr. Perron: The mandate of the task force was not to seek a site for the disposal of the Port Hope region wastes; its mandate was to advise the government on the process to be followed to find a site to host a facility more acceptable to the community waiting to have these wastes removed from its midsts.

Mr. Clay: It is still one step back from a site—

Mr. Perron: It is one step back from the process of looking for an acceptable site or sites, evaluating them, securing the co-operation of the local community and proceeding. Our experience and that of other people in similar situations demonstrates that it takes quite some time to achieve it.

Mr. Clay: Who will be responsible for actually doing the work when that stage is reached?

[Translation]

A l'automne de 1986, nous avons décidé de mettre fin à ce processus. Nous nous sommes dit que toute personne pouvant être considérée comme favorable à l'industrie nucléaire pourrait être jugée comme étant en situation de conflit d'intérêt, que cela fût vrai ou pas. Après de longues discussions, il a été décidé de conseiller au ministre d'établir un comité complètement indépendant. Le comité devait être composé non pas de spécialistes de l'industrie nucléaire, mais plutôt de représentants des diverses composantes de la société. Je vous recommande de lire ce rapport lorsqu'il sera rendu public. Je pense qu'il sera instructif.

M. Clay: L'étude est terminée; sauf que le rapport n'a pas été publié. Vous faites votre demande de fonds après coup.

M. Perron: Non, ce n'est pas après coup, monsieur Clay. Nous avons demandé au Cabinet, au printemps de 1986, d'approuver la politique et d'amorcer le processus auquel nous avons mis fin à l'automne de la même année. Nous sommes revenus au Cabinet pour mettre le nouveau processus en marche. A ce moment-là, nous avons demandé au Cabinet de nous autoriser à suivre une autre démarche, celle du groupe de travail, et d'approuver le mandat que nous entendions lui confier, et de débloquer les fonds nécessaires. Nous demandions environ 900,000\$.

Suite aux négociations, il a été convenu que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources absorberait le coût du groupe de travail de décembre 1986 au 1^{er} avril 1987. Cela représentait environ 300,000\$, et le reste a été approuvé par le Cabinet à l'automne de 1986, les fonds devant être pris dans la réserve du CCERD.

M. Clay: C'est-à-dire l'autorisation de dépenser des revenus reçus durant l'année.

Lorsque ce processus sera terminé et qu'un emplacement aura été choisi pour les déchets faiblement radioactifs, quel agence ou ministère sera chargé du transport et de la gestion des déchets?

M. Perron: Le mandat du groupe de travail n'était pas de choisir un emplacement pour l'entreposage des déchets de la région de Port Hope. Le mandat du groupe de travail était de recommander au gouvernement la marche à suivre concernant le choix d'un emplacement plus acceptable pour la communauté qui attendait qu'on la débarrasse de ces déchets.

M. Clay: Ce n'est pas la même chose que de choisir un emplacement. . .

M. Perron: Ce n'est pas la même chose que le processus visant à trouver un ou plusieurs emplacements acceptables, à les évaluer et à s'assurer de la collaboration de la communauté locale. Nous savons par expérience personnelle, par l'expérience des autres que cela prend du temps.

M. Clay: Qui sera chargé de faire le travail lorsque nous en serons à cette étape?

[Texte]

Mr. Perron: That will be for government to decide when the task force tables its report. It will have a series of recommendations. Quite clearly the Ministers will want to study that. They will want to go back to Cabinet to seek endorsement or rejection of these recommendations, and initiate the process or not.

• 1900

We could not presume how it would proceed from now on. They are still recommendations at this time.

Mr. Clay: Evidently we are still looking at a fair length of time before this problem is ultimately resolved.

Mr. Perron: One could expect that within a reasonable time, government will have to react to recommendations, either endorsing and therefore getting on with implementing these recommendations, or rejecting the recommendations and therefore choosing a different process.

Mr. Clay: Will there be no attempt to go back to the Federal Environmental Assessment Review Office and conduct a public inquiry then or a public hearing?

Mr. Perron: This is a subject the task force was asked to look at: how do you proceed? Do you proceed through an environmental assessment review panel? We will have to await the reading of that report to find out what they recommend.

The Acting Chairman (Mr. Gagnon): The meeting is adjourned.

[Traduction]

M. Perron: C'est le gouvernement qui devra décider lorsque le groupe de travail déposera son rapport. Le groupe de travail fera une série de recommandations. Les ministres voudront sûrement les examiner. Ils voudront les soumettre au Cabinet pour qu'il les accepte ou les rejette, et pour qu'il autorise ou refuse la mise en marche du processus.

Nous ne pouvons pas vous dire ce qui se passera. Nous en sommes toujours au stade des recommandations.

M. Clay: Le problème ne sera évidemment pas résolu avant un bon bout de temps encore.

M. Perron: Le gouvernement devra se prononcer sur les recommandations dans un délai raisonnable. Soit qu'il les appuie et autorise leur mise à exécution, soit qu'il les rejette et choisisse une autre marche à suivre.

M. Clay: Est-ce qu'on ne cherchera pas à s'en remettre au bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales et à tenir une enquête ou des audiences publiques?

M. Perron: Le groupe de travail a justement le mandat de se pencher sur la marche à suivre. Faudra-t-il faire appel à un comité d'examen d'évaluation environnementale? Nous devons attendre le rapport pour voir ce qui sera recommandé.

Le président suppléant (M. Gagnon): La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Arthur Kroeger, Deputy Minister;

Pierre Perron, Associate Deputy Minister;

Jeff Carruthers, Assistant Deputy Minister, Energy
Programs Sector;

Jim McTaggart-Cowan, Director, Environmental
Affairs.

TÉMOINS

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Arthur Kroeger, sous-ministre;

Pierre Perron, sous-ministre associé;

Jeff Carruthers, sous-ministre adjoint, Secteur des
programmes de l'énergie;

Jim McTaggart-Cowan, directeur, Affaires
environnementales.

Publication

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 37

Tuesday, December 15, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 37

Le mardi 15 décembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

Energy, Mines and Resources

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the economics of nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, Mines et Ressources, spécialement l'économie de la puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Ellen Savage

MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, DECEMBER 15, 1987
(57)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:43 o'clock p.m., in Room 208 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan, and Barbara Sparrow.

Acting Member present: Morrissey Johnson for Aurèle Gervais.

In attendance: Dean Clay, Consultant, and Lawrence Harris, Economist.

Witnesses: From the Canadian Electrical Association: Wallace Read, President; Hans Konow, Director, Public Affairs.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (See *Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29*).

Wallace Read made a statement and, with Hans Konow, answered questions.

At 5:23 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 15 DÉCEMBRE 1987
(57)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 43, dans la pièce 208 de l'Édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan et Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: Morrissey Johnson remplace Aurèle Gervais.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, économiste.

Témoins: De l'Association canadienne de l'électricité: Wallace Read, président; Hans Konow, directeur, Affaires publiques.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité continue d'étudier l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (Voir *Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29*).

Wallace Read fait une déclaration, puis lui-même et Hans Konow répondent aux questions.

À 17 h 23, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation du président.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Tuesday, December 15, 1987

• 1542

The Chairman: I call the meeting of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources to order. The agenda has been circulated and we have a quorum to hear witnesses.

The *Order of the Day* is the examination of the economics of nuclear power in Canada. Our witnesses are from the Canadian Electrical Association: Mr. Wallace Read, President, and Mr. Hans Konow, Director of Public Affairs.

Gentlemen, the purpose of this meeting is mainly to question your association, which represents the electrical utilities in Canada. We are most interested in learning more about nuclear power and specifically three utilities: Ontario Hydro, Hydro-Québec and the New Brunswick Electric Power Commission in their nuclear facilities. Mr. Read, if you have an opening address, we could follow with some questions.

Mr. Wallace Read (President, Canadian Electrical Association): Madam Chairperson and members of the committee, I want to thank you for the opportunity to present the Canadian Electrical Association's view on the role of nuclear power in meeting Canada's overall energy needs. We will be addressing the role of nuclear power in the electrical generation business and the options in that area.

CEA is a national association founded in 1891. Its principal role is a forum for the exchange of technical information between its members, the electric power utilities in Canada.

Over the years the mandate has been broadened and our mission statement now reads:

... to be a national association which improves the effectiveness of the Canadian electric utility industry and fosters better understanding of the industry and its contribution to the quality of life of Canadians.

• 1545

Some examples of our expanded duties now include:

1. co-operative customer services programs, aimed at enhancing energy efficiency, particularly at the point of use;
2. a highly effective research, development and demonstration activity;
3. an active federal government relations program fostering co-operative problem-solving;

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mardi 15 décembre 1987

La présidente: Je déclare ouverte la séance du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources. L'ordre du jour a été distribué et nous avons le quorum.

L'ordre du jour porte sur l'examen des aspects économiques de l'énergie nucléaire au Canada. Nous accueillons les représentants de l'Association canadienne de l'électricité, M. Wallace Read, président; et M. Hans Konow, directeur des affaires publiques.

Messieurs, nous vous avons demandé de venir ici pour avoir le point de vue de votre association, qui représente les services d'électricité du Canada, sur l'énergie nucléaire, notamment dans le cadre de trois régions: Hydro-Québec, Ontario, et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Monsieur Read, vous avez peut-être une observation liminaire à faire, après quoi nous passerons aux questions.

M. Wallace Read (président, Association canadienne de l'électricité): Madame la présidente, messieurs les membres du Comité, je vous remercie de nous avoir permis de vous faire part du point de vue de l'Association canadienne de l'électricité sur l'énergie nucléaire comme moyen de répondre aux besoins énergétiques d'ensemble du Canada. Nous allons vous parler du rôle de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité et des options possibles dans ce domaine.

L'ACE est une association nationale créée en 1891. Elle sert principalement de tribune permettant un échange d'informations techniques entre ses membres, les services d'électricité du Canada.

Au fil des ans, son mandat s'est élargi et nous avons maintenant pour mission, et je cite:

... d'être une association nationale favorisant l'efficacité du secteur canadien des services d'électricité et contribuant à faire mieux comprendre ce secteur et son apport à la qualité de vie des Canadiens.

Voici quelques exemples de ce mandat élargi:

1. programme coopératif de services à la clientèle pour mettre en évidence l'efficacité de l'énergie, notamment du point de vue de l'utilisateur;
2. activité hautement efficace de recherche, de développement et de démonstration;
3. programme actif de relations avec le gouvernement fédéral pour la solution en commun des problèmes;

[Texte]

4. a public information program designed to enhance understanding of complex, energy-related issues;

5. involvement with international activities where they affect our industry.

Our association is funded entirely by the electric power companies, although we encourage co-funding in our major programs from government and industry, where that is appropriate. CEA is controlled by a board of directors made up of senior executives of the electric power utilities and has a full-time president and staff located in Montreal.

I would like to turn now to the larger picture, that of the electric utility industry in Canada, to illustrate and get to the point you want to consider, the role of nuclear in that overall scene. I think it is important we talk a little bit about the larger context.

We started out in the 1880s as investor-owned entities, but by the middle of the twentieth century we were well down the road of public power. Eighty-five percent of our electricity requirements in Canada today are served by provincial and municipal government-owned utilities. The remainder is supplied by investor-owned utilities—mainly in the provinces of Alberta, Prince Edward Island and Newfoundland—and industry-owned facilities associated with major energy users such as those in the metals and paper-making industry.

Being a large country with resources and people widely scattered, Canada demands quite diverse regional solutions to its requirements. It is no different for the electric power utilities, but they do have the added constraint of working within political boundaries. They use provincially-owned resources and must often respond to provincial economic policies.

To appreciate the diverse nature of our industry, one has to look beyond the ownership question. Many of our utilities operate with very different mandates. Hydro-Québec, for instance, bears full responsibility for the generation, transmission and distribution of electricity in Quebec. On the other hand, Ontario Hydro operates principally as a wholesaler, leaving the distribution responsibility to municipally-owned utilities. In Newfoundland a Crown corporation generates and transmits electricity, while an investor-owned utility handles the distribution. In Alberta, the province is divided into several franchise areas served by investor-owned and municipally-owned utilities.

No less complicated are the differences between utilities when we look at their financial guidelines. There are significant differences in debt-equity ratios, earnings targets and rate structures. Consequently, credit ratings vary. But when one examines each operation carefully,

[Traduction]

4. programme d'information du public destiné à faire mieux comprendre des questions complexes dans le domaine de l'énergie;

5. participation aux activités internationales touchant notre industrie.

Notre Association est entièrement financée par les services d'électricité, bien que nous encourageons un financement mixte de nos grands programmes par le gouvernement et l'industrie dans les cas pertinents. L'ACE est dirigée par un conseil d'administration composé des principaux dirigeants des services d'électricité, et elle a un président et un personnel permanent à Montréal.

Je passe maintenant au tableau d'ensemble, celui de l'industrie électrique au Canada, pour aborder le sujet qui vous intéresse, le rôle du nucléaire dans ce tableau d'ensemble. Je pense qu'il est important de commencer par voir le contexte général.

À l'origine, dans les années 1880, nous regroupions des services appartenant à des investisseurs privés, mais vers le milieu du 20^e siècle, nous sommes surtout devenus des services publics. Quatre-vingt-cinq p. 100 des besoins du Canada en électricité sont actuellement couverts par des services appartenant aux gouvernements provinciaux ou municipaux. Le reste provient de services appartenant à des investisseurs—principalement en Alberta, dans l'île du Prince-Édouard et à Terre-Neuve—et par des services appartenant à des industries dans le cas de gros consommateurs d'énergie, par exemple la métallurgie ou l'industrie du papier.

Étant donné l'étendue géographique du Canada et la dispersion de ses ressources et de sa population, les solutions à ces problèmes varient d'une région à l'autre. C'est notamment le cas pour les services d'électricité, qui doivent surmonter en outre l'obstacle des frontières politiques. Ces services exploitent des ressources provinciales et doivent souvent se plier à des politiques économiques provinciales.

Pour comprendre la diversité de cette industrie, il faut aller plus loin que la simple question de la propriété. Nos services d'électricité ont souvent des mandats très différents. Hydro-Québec est par exemple entièrement responsable de la production, de la transmission et de la distribution de l'électricité au Québec. En revanche, Hydro-Ontario a essentiellement un rôle de grossiste, et laisse à des services municipaux le soin d'assurer la distribution. À Terre-Neuve, c'est une société d'État qui produit et transmet l'électricité, cependant qu'un service appartenant à des investisseurs se charge de la distribution. L'Alberta est divisée en plusieurs zones de concessions desservies par des services appartenant soit à des investisseurs, soit à des municipalités.

Les différences sont tout aussi complexes lorsqu'on se penche sur les lignes directrices financières, qu'il s'agisse de ratio d'endettement, d'objectif de rentabilité ou de structure de la tarification. Par conséquent, les cotes de crédit varient. Toutefois, si l'on étudie soigneusement

[Text]

good reasons can be found for these disparities. The important thing to note is that our utilities are regarded in financial markets as sound businesses, well run and worthy of investment capital on their own merits. Contrary to what we often hear, they are not a drag on the public purse, nor has there been any visible concern on the part of lenders that other financings are being crowded out.

A third area of diversity, and probably one more akin to our discussion here today, is the uneven distribution of natural resources across our land. Although our country as a whole can be classed as resource-rich, some regions are richer than others. The important energy sources for the electric utility industry are falling water, coal and uranium.

Where coal is abundant, as in western Canada and to a lesser extent in the Maritimes, thermal power plants are common. Where large rivers exist, particularly in British Columbia, Manitoba, Quebec and Newfoundland, hydro-electric developments predominate. In other provinces, a mix of resources including uranium, which supplies 40% of Ontario's requirements, provide the electricity.

In spite of these complexities and diversities, our electric utilities have overall fared very well. Although we have less authoritative power over national or regional planning than most European utilities, we are certainly better placed than our friends south of the border, where utility ownership is considerably fragmented.

• 1550

The significance to Canada of our utility industry can best be illustrated by a few statistics. I have listed there our assets, presently just in excess of \$85 billion, and they are all well financed and supported by revenue from our customers.

On average, we invest an additional \$6 billion every year for new and replacement plant, and that makes us the second-largest sector investing in Canada, after oil and gas.

Last year we generated 456 billion kilowatt-hours. Sixty-seven percent of that was by hydro, 16% from coal, and 15% by nuclear. Our gross revenue in 1986 was \$14.3 billion, 7% of which was derived from exports to the United States.

We employ 83,000 people and estimate that an additional 250,000 jobs are attributable to our capital program.

[Translation]

chacun de ces services, on constate que ces écarts sont parfaitement justifiés. Ce qui est important, c'est que ces services soient considérés dans les milieux financiers comme des entreprises saines, bien gérées et justifiant les investissements. Contrairement à ce que l'on entend souvent dire, ils ne constituent pas un fardeau pour le trésor public, et nos créanciers ne manifestent aucun signe d'inquiétude quant aux autres sources de financement.

Le troisième élément de diversité, qui nous rapproche probablement de notre débat d'aujourd'hui, c'est l'inégalité de la répartition des ressources naturelles du Canada. Bien que dans son ensemble, notre pays dispose de ressources abondantes, certaines régions sont mieux dotées que d'autres. Les grandes sources d'énergie utilisables par les services d'électricité sont l'eau, le charbon et l'uranium.

Dans les régions où il y a beaucoup de houille, par exemple dans l'Ouest du Canada et dans une moindre mesure dans les Maritimes, on trouve généralement des centrales thermiques. Là où il y a de grands fleuves, particulièrement en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve, ce sont surtout des centrales hydro-électriques que l'on trouve. Dans les autres provinces, c'est un mélange de ressources, notamment l'uranium, qui représente 40 p. 100 des approvisionnements de l'Ontario.

En dépit de cette complexité et de cette diversité, nos services d'électricité se portent dans l'ensemble fort bien. Bien que nous ayons moins d'influence sur la planification nationale ou régionale que la plupart des services européens, nous sommes certainement mieux placés que nos homologues du sud de la frontière, victimes d'une fragmentation beaucoup plus importante.

La meilleure façon de vous montrer l'importance du secteur des services d'électricité pour le Canada est de citer quelques chiffres. Notre actif, indiqué ici, est légèrement supérieur à 85 milliards de dollars, et nous disposons d'un bon financement et d'un bon appui, grâce aux recettes provenant de nos clients.

En moyenne, nous investissons chaque année 6 milliards de dollars supplémentaires en nouvelles usines et usines de remplacement, ce qui nous place en seconde position au Canada, pour ce qui est des investissements, après le secteur pétrolier et gazier.

L'année dernière, nous avons produit 456 milliards de kilowatts-heure. Soixante-sept p. 100 de ce chiffre provenait de l'hydro-électricité, 16 p. 100 du charbon et 15 p. 100 de l'énergie nucléaire. Nos recettes brutes pour 1986 se sont élevées à 14,3 milliards de dollars, dont 7 p. 100 provenaient des exportations à destination des États-Unis.

Nous employons 83,000 personnes et, d'après nos estimations, 250,000 emplois supplémentaires sont attribuables à notre programme d'investissement.

[Texte]

Those numbers are emblematic, we feel, of a strong Canadian industry making the best use of our resource heritage in meeting the vital energy needs of all Canadians—and I stress *all* Canadians, because electric service is provided to virtually all of our citizens, regardless of whether it is economic to do so. Remote communities in the north, isolated farm houses on the prairies, small fishing villages on our coasts—all receive electrical service, and this obligation to serve is unique to electricity among other energy resources.

Before getting into the supply-side options for our industry, I believe it to be relevant briefly to sketch where electricity fits into Canada's energy picture and to try to answer the question as to why world-wide we seem to be on the top of the charts in electricity development and use.

According to statistics recently published by EM&R, electricity's share of the Canadian energy market is about 23%. That number, however, fails to give a precise picture of its importance and dominance in our lifestyles at work and at play. It does not begin to reflect the constant need of all Canadians for a secure, safe and reliable supply of electricity. Without it, most economic activity ceases in minutes and the conveniences of modern life become inaccessible.

Quite literally, electricity is the life-blood of Canada's economy, and it will become increasingly so as we enter the 1990s. The transformation of industrialized economies towards information-based structures, increased concern for the environment, the adoption of new electric technologies, and the inherent characteristics of electricity at the point of use—i.e., flexible, safe, non-polluting, etc.—point to a greater rather than lesser presence in our future. In fact, there is increasing concern that we may well be underestimating our future growth in electricity consumption.

Fortunately, Canada is well placed to respond to this challenge. Our industry was founded on a major breakthrough in technology in the late 19th Century. It has continued to adapt to new technologies and to new materials as they became available.

In Canada, because of some very special challenges associated with our geography, climate, and the location of indigenous resources, we have become world experts in the fields of hydroelectric generation, long-distance transmission, nuclear technology, and system design and maintenance, to name just a few.

We have also developed an effective research capability and a strong customer service expertise that has served us well. All of this has worked to the advantage of the Canadian manufacturing industry and its opportunities in

[Traduction]

Ces nombres sont symboliques, à notre avis, d'une industrie canadienne vigoureuse, qui tire le meilleur parti de nos ressources tout en répondant aux besoins essentiels en matière d'énergie de tous les Canadiens, et j'insiste de tous les Canadiens, parce que nous desservons en électricité pratiquement tous nos citoyens, que cela soit rentable ou non. Les collectivités éloignées du Nord, les fermes isolées des Prairies, les petits villages de pêcheurs situés sur nos côtes reçoivent tous des services d'électricité, et, parmi les services publics, seuls les services d'électricité se sentent cette obligation.

Avant de passer aux possibilités en matière d'approvisionnement pour notre secteur, je crois qu'il serait bon de brosser un tableau rapide du paysage énergétique canadien et d'essayer de répondre à la question de savoir pourquoi nous semblons occuper la première place au monde en matière de production et d'utilisation de l'électricité.

Selon les statistiques publiées récemment par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le pourcentage représenté par l'électricité dans le marché énergétique canadien est d'environ 23 p. 100. Ce pourcentage ne nous donne toutefois pas une idée précise de l'importance et de la prédominance dans nos styles de vie de l'électricité, que ce soit au travail ou à la maison. Il ne traduit guère la nécessité constante, pour tous les Canadiens, d'un approvisionnement sûr et fiable en électricité, faute de quoi la plupart des activités économiques doivent cesser et les commodités de la vie moderne deviennent inaccessibles.

L'électricité est le moteur de l'économie canadienne, et cette fonction sera encore plus importante dans les années 1990. En raison de la transformation des économies industrielles en structure informatisée, des préoccupations croissantes en matière d'environnement, de l'adoption de nouvelles techniques électriques et des caractéristiques inhérentes à l'électricité pour ce qui est de l'utilisation (souplesse, sûreté, propreté, etc.), l'électricité ne pourra manquer d'être de plus en plus présente dans nos vies. En fait, certains se préoccupent de ce que nous sous-estimons la croissance future de notre consommation d'électricité.

Fort heureusement, le Canada est bien placé pour relever ce défi. Le secteur des services d'électricité a été fondé sur une grande percée technologique, à la fin du 19^e siècle. Il a continué à s'adapter aux nouvelles technologies et aux nouveaux matériaux, qui faisaient leur apparition.

Au Canada, en raison de certaines difficultés très spéciales liées à notre géographie, à notre climat et à l'emplacement des ressources nationales, nous sommes devenus des experts mondiaux dans les domaines de la production d'énergie hydroélectrique, la transmission à longue distance, la technologie nucléaire et la conception et la maintenance de systèmes, par exemple.

Nous avons également développé nos capacités de recherche et notre expertise en matière de service à la clientèle, qui ont été nos atouts. Tout ceci a bénéficié au secteur manufacturier canadien et accru les possibilités de

[Text]

international markets—and all at no expense to the domestic consumer of electricity, in fact often to his advantage.

A lot of what I have said could apply to many of the industrial nations of the world, so why is it that Canada is so special in its use of electricity? I have cited here a few examples and I will just briefly refer to them to save a bit of time, but they are in the text.

We live in the northern half of a vast continent, which makes heavy demands on us for heating and cooling our offices, commercial enterprises, and homes. It may come as a surprise to you that two-thirds of the energy used in the commercial sector and 85% of the energy in the residential sector is used for this purpose.

• 1555

Our industrial economy includes a high proportion of natural resource-based industries in which the extraction and refinement of the product is highly dependent on large amounts of energy.

As greater emphasis is placed in Canada on security of supply and a safe, healthy environment, we see an increased role for electricity by way of substitution for other energy forms.

Not to be forgotten, of course, is our closeness to the large marketplace in the United States. As we all have become increasingly aware in the last year or so, our competitive presence in that market is essential for our economic survival. We must be sure to maintain a competitive edge by making maximum use of one of Canada's great advantages: secure and low-cost energy, and we pledge our expansion to making sure Canadian industrial and commercial enterprises maintain that edge.

As it happens, that same marketplace has become a customer for direct electricity sales that are surplus to our requirements, and those revenues have been extremely important to some regions of the country in offsetting inflationary costs in operating our companies and thereby maintaining lower electricity rates for Canadians.

I believe we will continue along the path we have already trod, that is, we will continue to be an intensive user of electricity as it goes about achieving not only a sustainable economy but a sustainable environment, and probably just as important, a sustainable lifestyle. Energy in this form of electricity will be essential to that success.

We believe the future for electricity is bright. We hold very strongly that consumers of energy, except perhaps in the transportation sector, will choose electricity as the

[Translation]

celui-ci sur les marchés internationaux, de sorte que le consommateur canadien d'électricité n'en souffre pas, bien au contraire.

Mes remarques pourraient s'appliquer à bon nombre de pays industriels, et l'on peut donc se demander en quoi le Canada se distingue en matière de l'utilisation de l'électricité. Je vous ai cité quelques exemples, et je les passerai en revue brièvement, car ils se trouvent dans notre mémoire.

Nous vivons dans la moitié septentrionale d'un vaste continent, ce qui implique des besoins énormes en matière de chauffage et de climatisation des bureaux, des entreprises commerciales et des maisons. Peut-être serez-vous surpris d'apprendre que deux tiers de l'énergie utilisée dans le secteur commercial et 85 p. 100 de l'énergie utilisée dans le secteur résidentiel servent à cette fin.

Notre économie industrielle est composée d'une forte proportion d'industries fonctionnant à partir de ressources naturelles, dans lesquelles l'extraction et le raffinage de la ressource est grandement tributaire d'énormes quantités d'énergie.

Comme l'on insiste de plus en plus au Canada sur la sécurité de l'approvisionnement et sur la sûreté et la santé de l'environnement, à notre avis, l'électricité devra jouer un rôle croissant en se substituant à d'autres formes d'énergie.

Il ne faut pas non plus oublier notre proximité du grand marché que constituent les États-Unis. Comme nous en sommes devenus conscients au cours des quelque douze derniers mois, notre compétitivité sur ce marché est vitale pour notre survie économique. Nous devons nous assurer cette position concurrentielle, en utilisant au maximum l'un des grands avantages du Canada, à savoir une énergie sûre et d'un coût faible, et nous devons engager notre expansion afin de nous assurer que les entreprises industrielles et commerciales canadiennes conservent leur compétitivité.

En fait, les États-Unis nous achètent directement l'excédent d'électricité, une fois nos besoins comblés, et ces recettes ont été extrêmement importantes pour certaines régions du pays, car elles ont compensé les coûts d'inflation associés au fonctionnement de nos sociétés et ont permis ainsi de maintenir des tarifs d'électricité plus bas qu'ils ne l'auraient été autrement pour les Canadiens.

Je crois que nous continuerons dans la même voie, c'est-à-dire que nous continuerons à utiliser de façon intensive l'électricité, car ceci nous permet de réaliser non seulement une économie durable, mais également un environnement durable et, ce qui est sans doute tout aussi important, un style de vie durable. L'énergie, sous cette forme, est essentielle à cette réalisation.

Nous estimons que l'électricité a un bel avenir devant elle. Nous croyons très fermement que les consommateurs d'énergie, sauf peut-être dans le secteur des transports,

[Texte]

preferred energy form. That is not necessarily to say that our traditional way of supplying that load will not change. We may well discover new techniques and some promising technologies that will change our thinking about how we generate, transmit, and distribute electricity. Nevertheless, it is my opinion that these will be gradual changes and ones the utilities will adapt to in their own very capable manner as they have demonstrated in the past.

With that introduction, I would like to move now to discuss a bit about the supply options for electric utilities and in particular the role of the nuclear option.

Traditionally in Canada there have been three legs propping up electricity supply. A fourth leg has now been added which will contribute greater flexibility and stability to the whole structure. The first and most important supply component is our vast hydraulic resources. Canada is the world's largest producer of hydroelectricity, and we have demonstrated, as I have said before, international expertise in this area. The development of economic hydraulic sites has been one of the key ingredients in allowing Canada to develop a supply structure that has yielded the lowest electricity prices amongst major industrialized nations.

However, vast as our hydro resources are, they are not sufficient to meet Canada's needs forever. In fact, most of our remaining economic sites should be developed early in the next century, perhaps 25 to 30 years from now. Although this may seem a great distance in the future, in terms of developing new technologies or maturing existing ones, it is not a very long period at all.

From a cost point of view, hydroelectricity has proven extremely attractive over the years. It is therefore of little surprise that electricity rates in Manitoba and Quebec are the lowest in the nation. At the same time, it must be recognized that the more economic sites are developed first and future sites tend to have higher costs associated with them. Hydraulic projects are very capital intensive, which makes them sensitive to high interest rates, as witnessed during the late 1970s and early 1980s. At a certain point, the economics of the higher-cost hydraulic sites cross over those for other means of generation, and the balance tips in favour of coal or nuclear.

The supply choice must consider other criteria as well, and an important one is environmental considerations. In this respect, renewable hydroelectricity is a particularly attractive way to produce electricity. The problems associated with large-scale hydro developments are

[Traduction]

préférent l'électricité comme forme d'énergie. Ceci ne signifie pas nécessairement que notre façon traditionnelle d'assurer ces besoins ne changera pas. Il se peut fort bien que nous découvrons de nouvelles techniques, des techniques prometteuses qui changeront notre façon de penser en matière de production, de transmission et de distribution d'électricité. Néanmoins, j'estime que ce seront là des changements graduels auxquels les services publics s'adapteront, comme ils l'ont fait par le passé.

J'aimerais à présent discuter des possibilités en matière d'approvisionnement qui s'offrent aux services d'électricité et, en particulier, du rôle de l'énergie nucléaire.

Traditionnellement au Canada, l'approvisionnement en électricité s'appuie sur trois sources d'énergie. Une quatrième a été ajoutée, qui apportera une plus grande souplesse et une plus grande stabilité à l'ensemble de la structure. Nos vastes ressources hydrauliques constituent la première, et la plus importante, source d'approvisionnement. Le Canada est le plus grand producteur au monde en hydro-électricité, et nous avons montré, comme je l'ai déjà dit, que nous étions des experts en la matière de réputation mondiale. L'aménagement d'emplacements hydrauliques ayant une valeur économique a été l'un des éléments clés qui ont permis au Canada de mettre sur pied une structure d'approvisionnement grâce à laquelle les prix de l'électricité sont les plus bas, comparés à ceux pratiqués dans les autres grands pays industriels.

Toutefois, aussi vastes que soient nos ressources hydrauliques, elles ne pourront répondre éternellement aux besoins canadiens. En fait, la majorité des emplacements restants ayant une valeur économique devraient être aménagés au début du siècle prochain, peut-être dans les 25 à 30 années qui viennent. Cela semble bien loin, mais, en fait, en matière de mise au point de nouvelles techniques et de perfectionnement des techniques existantes, cela n'est pas très lointain.

Pour ce qui est des coûts, l'hydro-électricité s'est révélée extrêmement séduisante au fil des ans. Il n'est donc guère surprenant que les tarifs de l'électricité au Manitoba et au Québec soient les plus bas au Canada. Mais il faut toutefois reconnaître que les emplacements les plus rentables sont aménagés en premier et que ceux qui sont aménagés après sont généralement d'un coût plus élevé. Les projets hydrauliques sont très capitalistiques, et sont donc très influencés par le niveau des taux d'intérêt, comme on a pu le voir à la fin des années 70 et au début des années 80. Il arrive un moment où la rentabilité des emplacements hydrauliques d'un coût plus élevé est inférieure à celles des autres moyens de production d'électricité, et il devient plus rentable de produire de l'électricité avec du charbon ou de l'énergie nucléaire.

Pour choisir une source d'approvisionnement en électricité, d'autres considérations entrent en ligne de compte, dont des considérations écologiques. A cet égard, l'hydro-électricité, énergie renouvelable, est une solution particulièrement séduisante. On comprend généralement

[Text]

generally well understood and acceptable techniques have been developed for mitigating them. There is broad public consensus that of all the supply options, from an environmental standpoint hydro electricity is the most attractive.

• 1600

Let me talk about a second traditional leg of our supply structure, which is conventional thermal generation primarily using coal. Canada is blessed with vast coal reserves, enough to last us for centuries at current levels of consumption. However, nature has been less kind in its distribution of our coal wealth. Most of it is in the western and Maritime provinces. Transportation costs remain a significant consideration in determining the economics of coal-fired power outside these regions. In fact, Ontario Hydro has historically fueled most of its thermal generation from coal purchased in the U.S.

Long-term use of coal-fired generation is probably less a function of the market price for coal or even its transportation costs than it is a matter of finding an economic way to deal with its impact on the environment. Utilities are working hard at identifying cost-effective technologies that will allow them to use this valuable resource while decreasing the level of acid-gas emissions. I have listed there some of the R and D that is in play right now.

In terms of social acceptability, the public's view of coal as a long-term resource for electricity production would seem to relate directly to whether or not a technological fix can be found for the emissions problem. It is clear that society will not tolerate a degradation in air quality if other choices obtain. Beyond this concern there is no significant barrier to increasing coal's share of the market.

I come to our third leg, which is nuclear. It is primarily concentrated, as you are aware, in Ontario with single units in Quebec and New Brunswick. Uranium, the fuel input for nuclear generation, is found abundantly in Canada and presents no long-term availability problem. The cost of nuclear plants relates very little to the cost of its fuel input. Nuclear generation like hydraulic is extremely capital intensive and fuel cheap. The major costs associated with building nuclear facilities relate to the very sophisticated safety systems and civil works required to contain the nuclear fission process.

[Translation]

bien les problèmes liés à l'aménagement de centrales hydrauliques de grande envergure, et l'on a mis au point des techniques acceptables pour résoudre ceux-ci. Il est généralement admis par le public que, de toutes les possibilités en matière d'approvisionnement en énergie, l'hydro-électricité est, du point de vue écologique, la solution la plus attrayante.

J'aimerais à présent aborder un deuxième pilier traditionnel de notre structure d'approvisionnement, la production d'énergie thermique à base essentiellement de charbon. Le Canada est doté de vastes réserves de charbon, qui devraient permettre de répondre à nos besoins pendant des siècles, étant donné les niveaux de consommation actuels. Mais la nature a été moins généreuse pour ce qui est de la répartition de cette richesse. Elle se trouve, en grande majorité, dans les provinces de l'Ouest et les provinces Maritimes. Les coûts de transport demeurent une considération importante en matière de détermination des avantages que présenteraient des centrales au charbon situées en dehors de ces régions. En fait, Hydro-Ontario a, de tout temps, alimenté une grande partie de ses centrales thermiques avec du charbon acheté aux États-Unis.

L'utilisation à long terme d'électricité produite par des centrales au charbon dépend probablement moins du prix du charbon en vigueur ou même des coûts de transport que d'une solution rentable permettant de limiter son impact sur l'environnement. Les services publics cherchent des techniques rentables qui leur permettraient d'utiliser cette ressource précieuse tout en limitant le niveau des émissions de gaz acides. J'ai indiqué dans notre mémoire les résultats de certains projets de recherche et de développement en cours.

Pour ce qui est de l'acceptation par la société, il semblerait que la perception qu'a le public de l'utilisation du charbon en tant que source d'électricité à long terme soit directement liée au fait que l'on trouve une solution technologique au problème des émissions. Il est clair que la société n'acceptera pas une dégradation de la qualité de l'air, s'il existe d'autres possibilités. Aucune autre considération n'empêche vraiment que l'on augmente les ventes de charbon.

J'arrive à présent au troisième pilier, l'énergie nucléaire. Comme vous le savez, celle-ci est essentiellement concentrée en Ontario, et l'on trouve une centrale au Québec et une au Nouveau-Brunswick. L'uranium, qui est utilisé pour la production d'énergie nucléaire, se trouve en abondance au Canada et ne présente aucun problème d'approvisionnement à long terme. Le coût des centrales nucléaires est très peu lié au coût de ce carburant. La production d'énergie nucléaire, tout comme la production d'énergie hydraulique, est extrêmement capitalistique et économe en carburant. Les principaux coûts liés à la construction de centrales nucléaires découlent des systèmes de sécurité extrêmement sophistiqués et des travaux de génie civil

[Texte]

From an environmental point of view, nuclear power is among the most benign forms of electrical generation. It is essentially non-polluting, giving off only a little heat through its cooling water discharge. In fact nuclear power in Ontario has very substantially reduced the level of air pollution from what otherwise would have occurred had Ontario's needs been met by conventional thermal sources.

It is not, however, environmental considerations that place a question mark in front of nuclear's future in Canada but rather its social acceptability. Incidents such as Chernobyl and Three Mile Island certainly exacerbate public concerns. The fact that Canada's nuclear performance has led the world year in and year out in terms of reliability and safety is lost when such highly publicized events occur. I will look at this issue in greater detail a little later in my presentation.

Let me now go to the fourth leg, to our supply structure, which holds considerable promise for expansion. That fourth leg is a combination of industrial co-generation, parallel generation including the so-called alternatives, and demand management techniques. This grab-bag of supply and demand management potential remains small at this point but can be expected to increase as utilities and private entrepreneurs discover and exploit economic opportunities.

Co-generation involves the harnessing of industrial process heat to power electricity generation for sale back to the utility companies. Recent barriers to faster development of this potential lie in temporary surpluses and competitive economics of current industry sources of generation. It is certain, however, that as conventional project costs rise and surpluses are absorbed, co-generation will become an increasingly attractive option.

Alternatives such as solar, wind, geothermal, and biomass all have their place within the supply network and are already proving economic in remote communities where extensive diesel-fired electricity is currently maintained.

• 1605

Given Canada's climate and resource base, however, it is unlikely that these alternative technologies will provide a substantial portion of our requirements in the foreseeable future.

Finally, demand-management initiatives offer opportunities to increase the efficiency of use of

[Traduction]

nécessaires pour contenir le processus de fission de l'atome.

L'énergie nucléaire est l'une des formes de production d'électricité les moins nuisibles pour l'environnement. Elle est essentiellement non polluante, et ne produit que très peu de chaleur découlant de l'évacuation de l'eau de refroidissement. En fait, l'énergie nucléaire en Ontario a très considérablement réduit le niveau de pollution de l'air, par rapport à ce qu'elle aurait été autrement si l'Ontario avait répondu à ses besoins en recourant à ces sources conventionnelles d'énergie thermique.

Ce n'est pas tant des considérations d'ordre écologique qui rendent l'avenir de l'énergie nucléaire incertain au Canada, mais plutôt son acceptation par la société. Des incidents tels que ceux qui se sont produits à Chernobyl et à Three Mile Island, exacerbent les inquiétudes du public. Que le Canada ait obtenu les meilleurs résultats au monde en matière de fiabilité et de sécurité de ses centrales nucléaires est complètement oublié, lorsque de tels événements, qui mobilisent les médias, se produisent. Je reviendrai sur le sujet, de façon plus détaillée, ultérieurement.

Je passerai maintenant au quatrième pilier de notre structure d'approvisionnement, dont les possibilités d'expansion sont très prometteuses. Il s'agit d'une combinaison de cogénération industrielle, de production d'électricité parallèle, ce qui comprend les énergies nouvelles, et les techniques de gestion de la demande. Cet ensemble de techniques de gestion de l'offre et de la demande est encore peu développé, mais devrait prendre de l'ampleur, au fur et à mesure que les services publics et les entreprises privées découvrent et exploitent les possibilités économiques.

La cogénération consiste à utiliser la chaleur résiduelle des processus industriels pour produire de l'électricité, laquelle est revendue aux sociétés de services publics. Le développement de cette possibilité a été freinée dernièrement en raison d'excédents temporaires et de la compétitivité des sources de production d'électricité actuelles. Il est toutefois certain que la cogénération deviendra une solution de plus en plus séduisante, au fur et à mesure que les coûts des projets conventionnels augmentent et que les excédents sont absorbés.

Les énergies nouvelles, comme l'énergie solaire, éolienne, géothermique et produite à partir de biomasse ont toutes un rôle à jouer et se sont déjà révélées rentables dans les collectivités éloignées, où l'on produit actuellement de l'électricité en utilisant essentiellement des moteurs diesel.

Étant donné le climat et les ressources canadiennes, il est toutefois peu probable que ces nouvelles techniques permettent de répondre à une large portion de nos besoins, dans un avenir prévisible.

Finalement, les techniques de gestion de la demande constituent des possibilités d'augmenter l'efficacité de

[Text]

electricity, thereby reducing the requirement for future supply. These initiatives offer significant opportunities to improve our energy performance.

I have listed the reshaping of the demand profile, shaving the peaks and filling in the valleys, and the new and more efficient motors and home installation. All these things contribute significantly to improving Canada's overall energy efficiency.

This fourth leg scores very high from the standpoint of social acceptability and environmental considerations. From the standpoint of costs, co-generation and demand management are already competitive in some areas. In some instances, wind, solar, and mini-hydro are also competitive.

Given the mandate set for utilities by the provinces in which they operate, it is equally clear that consumers should not be required to pay for uneconomic power. Reliability, safety, and system integrity must also be preserved in integrating this fourth leg into our systems.

Let me now turn in greater depth to the nuclear power option, recognizing that this is the committee's focus.

Let me first state that CEA does not conduct research in the nuclear field and therefore we do not claim to be technical experts on nuclear power. We do believe, however, that we are experts on electricity; and over the years we have consistently favoured the maintenance of the nuclear option as a valuable and, in some regions, vital supply option.

It is clear that in Ontario, for instance, nuclear power has played a fundamental role in ensuring Canadian business and consumers continue to have access to competitively priced energy on a reliable basis. Both economically and environmentally, the citizens of Ontario have benefited substantially from this source of energy.

It is our view that nuclear power may well be required in other regions of the country as our hydraulic base is fully exploited. Nuclear power is particularly valuable in regions not richly endowed in other resources. It is a highly flexible option because of its compactness, the ease of transportation of its fuel, and the fact that it can be located next to major demand centres without contributing to atmospheric or terrestrial pollution.

Nuclear power, by virtue of the fact that it is exceedingly capital intensive, is best suited for supplying base-load power in the same manner as hydraulic. In fact, it basically runs flat out all the time and other forms of less capital-intensive deduction, such as coal and gas, are brought in for peaking requirements. By locating nuclear

[Translation]

l'utilisation de l'électricité, et de réduire ainsi les besoins d'approvisionnement futur. Ces techniques devraient nous permettre d'améliorer notre performance en matière d'énergie.

J'ai également mentionné la refonte du profil de la demande, l'élimination des pics et le comblement des creux, et la mise au point de moteurs nouveaux et plus efficaces et l'amélioration des systèmes domestiques. Tout ceci contribue de façon importante à améliorer l'efficacité énergétique globale du Canada.

Pour ce qui est de l'acceptation par la société et des considérations d'ordre écologique, cette quatrième forme d'énergie est en excellente position. Pour ce qui est des coûts, la cogénération et la gestion de la demande sont déjà compétitives à certains égards. Dans certains cas, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les petites installations hydrauliques sont également concurrentielles.

Étant donné le mandat que les services publics ont obtenu des provinces qu'ils desservent, il est tout aussi évident que les consommateurs ne devraient pas être tenus de payer une énergie non rentable. La fiabilité, la sûreté et l'intégrité des systèmes doivent également être préservées, si l'on recourt à cette forme d'énergie.

J'aimerais à présent approfondir la question de l'énergie nucléaire, puisque c'est la question sur laquelle le Comité désire se concentrer.

J'aimerais tout d'abord déclarer que l'ACE n'effectue aucune recherche dans le domaine nucléaire et que nous ne prétendons pas être des experts techniques en la matière. Nous estimons toutefois être des experts en électricité; au fil des années, nous avons toujours été en faveur du maintien de l'option nucléaire, en tant que possibilité d'approvisionnement utile et, dans certaines régions, vitale.

En Ontario, par exemple, l'énergie nucléaire joue de toute évidence un rôle fondamental, puisqu'elle assure aux entreprises et aux consommateurs canadiens un accès sûr à une énergie dont le prix est concurrentiel. Que ce soit d'un point de vue économique ou écologique, les Ontariens ont considérablement bénéficié de cette source d'énergie.

Nous estimons que l'énergie nucléaire pourrait bien être nécessaire dans les autres régions du pays, si nos installations hydrauliques sont exploitées à pleine capacité. L'énergie nucléaire est particulièrement utile dans les régions qui ne sont pas riches en d'autres ressources. C'est une option très souple, en raison du peu de volume qu'occupe son carburant et de la facilité avec laquelle celui-ci est transporté, et du fait que les centrales peuvent être situées là où la demande est forte, sans polluer l'atmosphère ni la terre.

L'énergie nucléaire, parce qu'elle est hautement capitalistique, convient le mieux à une énergie de base, tout comme l'énergie hydraulique. En fait, les centrales nucléaires fonctionnent à pleine capacité, de façon constante, et l'on a recours à d'autres formes de production d'électricité moins capitalistiques, qui utilisent

[Texte]

power plants reasonably close to demand centres, we overcome some of the problems associated with the transmission of electricity.

The cost effectiveness of nuclear has been proved time and time again in Canada and there is no reason to suspect that it will not become increasingly advantageous in the future. As mentioned earlier, the cost projections for future hydraulic development deteriorate as locations become more remote and transmission distance is greater. On the other hand, we do not have that problem with nuclear power.

But there are also constraints to this vision of a nuclear future, the first of which is the public's perception of safety. Surprisingly, operating safety is not the principal concern of most Canadians, as far as we have been able to survey, when they talk about nuclear power. The safe, long-term disposal of waste has that dubious honour. Both of these issues represent barriers to the full utilization of nuclear power and they need to be addressed.

It is clear that nothing is 100% safe and therefore, despite all of the substantial redundancy built into our current nuclear safety systems, failures can and do occur. It is our view, however, that through good design and proper operating training, such as we have seen in this country, such failures can be reduced and their effects contained. For this reason, nuclear plants do not present, in our opinion, a significant risk to Canadians.

Similarly, research is currently well advanced in dealing with long-term waste disposal by entombing it in stable rock formations. Beyond these direct concerns lies the philosophical objection to nuclear energy based on its association with nuclear weaponry. This objection does not lend itself to rational debate and I will place it to one side.

• 1610

I think we have to pause for a moment and think of what is, rather than what we wish might be. We must understand that there will never be any such thing as a nuclear-free world. The genie is out of the bottle for good or for bad.

The challenge is not to turn back the clock, but to look forward and make peaceful use of atomic energy safe for the world. It remains to be seen if a century from now our grandchildren will look back at the CANDU system with some amusement at its primitive level of technology in comparison to the sophisticated fusion models of their day. I would tend to bet on that vision rather than on a

[Traduction]

par exemple le charbon et le gaz, pour les périodes de pointe. En situant les centrales nucléaires relativement près des endroits où la demande est forte, nous résolvons certains des problèmes liés à la transmission d'électricité.

La rentabilité de cette énergie a été prouvée à maintes reprises au Canada, et il n'y a aucune raison de soupçonner que cette rentabilité n'augmentera pas avec le temps. Comme nous l'avons déjà mentionné, les coûts projetés des centrales hydrauliques futures sont plus élevés, car les emplacements sont de plus en plus éloignés et la distance de transmission de plus en plus grande. Par contre, nous n'avons pas ce problème avec l'énergie nucléaire.

Mais l'avenir de l'énergie nucléaire n'est pas entièrement rose, essentiellement parce que le public estime que cette énergie n'est pas sûre. Nous avons été surpris d'apprendre, au cours des sondages que nous avons menés auprès des Canadiens, que la majorité d'entre eux n'étaient pas préoccupés par l'aspect sécurité du fonctionnement des centrales nucléaires. C'est de l'élimination à long terme des déchets qu'ils se soucient. Ces deux questions freinent l'exploitation complète de l'énergie nucléaire, et doivent être résolues.

De toute évidence, rien n'est sûr à 100 p. 100, et malgré toutes les précautions prises dans nos systèmes de sécurité installés actuellement dans nos centrales nucléaires, des pannes peuvent se produire et se produisent effectivement. Nous estimons toutefois que, grâce à une conception correcte des systèmes et une bonne formation en fonctionnement, comme celles qui existent dans ce pays, de telles pannes peuvent être éliminées en partie et leurs effets limités. Pour cette raison, les centrales nucléaires ne présentent, à notre avis, aucun danger important pour les Canadiens.

De même, la recherche effectuée en matière d'élimination à long terme des déchets par enfouissement dans des formations de roche stable est actuellement très avancée. Outre ces préoccupations directes, certains s'opposent à l'énergie nucléaire d'un point de vue philosophique qui est basé sur l'association qui est faite avec les armes nucléaires. Cette objection ne se prête pas à un débat rationnel, et je la mettrai donc de côté.

Je pense que nous devons réfléchir à cela et nous pencher sur la situation actuelle et non pas sur la situation que nous souhaiterions voir. Il nous faut comprendre qu'il n'y aura jamais de monde sans nucléaire. Le génie est sorti de la bouteille pour le meilleur et pour le pire.

La difficulté n'est pas de revenir en arrière, mais d'aller en avant et d'utiliser de façon pacifique l'énergie atomique. Nos petits-enfants souriront-ils de la simplicité du réacteur CANDU par comparaison au modèle sophistiqué qu'ils auront sous les yeux. C'est mon avis, et je n'envisage pas un avenir où l'homme sera toujours embourbé dans la technologie d'hier.

[Text]

vision of future man still mired in the technologies of yesterday.

If one thinks about it, there is absolutely no evidence to suggest that technological progress will come to an abrupt halt. We will go forward in harnessing the immense, compact and affordable energy inherent in the structure of the atom for the benefit of all men sooner or later in one form or another.

The challenges of energy tomorrow require men of vision and courage to reach out and find solutions that benefit all mankind. There is no place here for modern-day Luddites who would turn back the clock in a nostalgic effort to return to a world whose charms have only increased with the passage of time.

Let us not forget that the environment we live in today is cleaner than it was 15 or 20 years ago. One has only to remember the killing London fogs of the 1950s and 1960s and to look at air pollution records in our major urban centres.

Let us look forward rather than backward and look clearly at the challenges confronting nuclear power in the perspective of how we can overcome them and go on to a better energy future for all Canadians.

Madam Chairman, I would like to conclude with a little story because we Newfoundlanders do not get away unless we tell a story. I hope this testimony has not been as confusing for you as it was in Newfoundland, where they had a judge who was confronted with having to make a judgment on a piece of badly deteriorated meat bought in a store. Somebody brought charges against the store and the judge needed something on record from an expert. He got the local butcher in town who was not involved in the situation and told him he wanted expert testimony.

The butcher got up on the stand with his white apron on and the judge had the bailiff bring the piece of meat, which in the meantime had been sitting for five or six days on the police officer's desk and was not in good shape. He said, "Mr. Stiles, I want you to give me an expert opinion on whether that meat is good or bad".

This was the moment for the butcher to become famous so he took his time and he rubbed it and looked at it. It was a bit green. He smelled it and tasted it. The judge got a little browned off with this presentation and asked if he had come to any conclusion. Mr. Stiles said, "Your honour, I can tell you one thing. That meat is not fit for human consumption, but it is all right for sausages".

I hope our testimony will not be as mystifying as that. I hope you will not decide that nuclear is not a good deal for Canada, but is all right for Ontario.

[Translation]

Lorsque l'on y pense, rien n'indique que le progrès technologique cessera brusquement. Nous devons continuer à exploiter l'énergie immense, compacte et d'un prix raisonnable qui se trouve dans la structure de l'atome, et ce pour le bien de tous les hommes, aujourd'hui ou demain, sous une forme ou une autre.

Les défis que posera l'énergie demanderont des hommes d'avenir et pétris de courage qui chercheront des solutions bénéficiant à toute l'humanité. Il n'y a pas de place pour les opposants au progrès, qui désirent retourner en arrière, dans un effort nostalgique pour revenir à un monde dont les charms ont augmenté avec le temps.

N'oublions pas que l'environnement dans lequel nous vivons aujourd'hui est plus propre qu'il ne l'était il y a 15 ou 20 ans. Il suffit de se rappeler le brouillard de Londres des années 1950 et 1960 et d'examiner les registres de nos principaux centres urbains en matière de pollution de l'air.

Regardons devant nous et non pas derrière nous, et examinons les défis que pose l'énergie nucléaire, c'est-à-dire la façon dont nous pouvons les relever et préparer un meilleur avenir énergétique pour tous les Canadiens.

Madame la présidente, j'aimerais conclure avec une petite histoire, car nous, natifs de Terre-Neuve, ne pouvons partir sans raconter une histoire. J'espère que ce témoignage n'aura pas été aussi déroutant qu'il l'a été pour un juge de Terre-Neuve, qui a dû se prononcer sur un morceau de viande avariée, achetée dans un magasin. Le plaignant avait déposé une plainte contre le magasin, et le juge a estimé nécessaire d'obtenir le témoignage d'un expert. Il demanda donc au boucher local, qui ne connaissait pas la situation, de donner son avis d'expert.

Le boucher vint à la barre, habillé de son grand tablier blanc, et le juge demanda à l'huissier d'apporter le morceau de viande, qui était resté pendant cinq ou six jours sur le bureau de l'officier de police et qui avait vu de meilleurs jours. Le juge demanda au boucher, M. Stiles, de dire si, à son avis, la viande était bonne ou mauvaise.

C'est alors que le boucher est passé à la postérité, lorsqu'il a pris son temps, a frotté la viande et l'a examinée. La viande était un petit peu verte. Le boucher l'a sentie et l'a goûtée. Le juge s'impatientait légèrement et a demandé au boucher s'il en arrivait à une conclusion. M. Stiles a répondu: «Votre honneur, je peux vous dire une chose. Cette viande n'est pas propre à la consommation humaine, mais elle est assez bonne pour des saucisses».

J'espère que notre témoignage n'aura pas été aussi déroutant. J'espère que vous ne déciderez pas que l'énergie nucléaire n'est pas une bonne affaire pour le

[Texte]

The Chairman: Thank you very much, Mr. Read. Your presentation is very comprehensive. Mr. Johnson, I am glad you are here today. It adds some colour to Mr. Read's presentation. We welcome Newfoundlanders all the time.

Mr. MacLellan: Sir, on page 21 of your brief, you say that nuclear plants do not present a significant risk to Canadians. What do you term a significant risk?

Mr. Read: I can only go by the record. Since the CANDU has been in operation in this country, it has been a very safe operation. It has been due to the proper use of technology; in particular it has been due to this country and government. They agreed right from the start that if we were going to use electric energy from nuclear, we had to have some pretty strict guidelines with regard to design, construction, operation and maintenance.

• 1615

They put into place a regulatory body to see to that, unlike our friends in the United States, where they more or less left it to private enterprise to develop their nuclear programs. Some of them came up with different ways to do it, and then afterwards they jumped in to try to put some controls in place.

I think we did it very well, and as a result we have had a good, reliable, source of energy. I do not know if that answers your question. Is there something more specific?

Mr. MacLellan: I will move on to something else. On page 8, you say:

It does not begin to reflect the constant need of all Canadians for a secure, safe, and reliable supply of electricity. Without it most economic activity ceases in minutes, and the conveniences of modern life become inaccessible.

I agree with you, and right now we have, I think, a concern in this country with the Minister of Energy's determination to deregulate electricity sales in Canada.

As you know, sir, the National Energy Board now requires that of any electricity sold to the United States at least a portion has to be offered to dependent provinces at a comparable rate.

If deregulation takes place, that will no longer be the case. The Minister has stated that the federal government will not duplicate provincial regulations on exporting of

[Traduction]

Canada, mais que c'est quand même assez bon pour l'Ontario.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Read. Votre exposé est très complet. M. Johnson, je suis heureuse de vous avoir parmi nous aujourd'hui. Vous ajouterez une certaine couleur à l'exposé de M. Read. Nous sommes toujours ravis d'accueillir des personnes originaires de Terre-Neuve.

M. MacLellan: Monsieur, à la page 21 de votre mémoire, vous indiquez que les centrales nucléaires ne posent aucun danger important pour les Canadiens. Qu'appellez-vous un danger important?

M. Read: Je ne peux que m'appuyer sur les statistiques. Depuis que le réacteur CANDU fonctionne ici, il a toujours été très sûr. C'est l'utilisation efficace de la technologie qui a permis cela, et surtout, c'est ce pays et le gouvernement qui l'ont permis. Ils ont convenu dès le départ que si nous allions avoir recours à la fission nucléaire pour produire de l'électricité, il nous fallait mettre en place des lignes directrices très strictes quant à la conception, à la construction, à l'exploitation et à la maintenance.

Ils ont donc créé un organe de réglementation chargé de cela, à l'encontre de nos amis américains qui ont plus ou moins laissé à l'entreprise privée le soin d'élaborer leurs programmes nucléaires. Et quand l'entreprise privée a eu recours à des moyens différents, ils ont alors essayé, après coup, d'instituer certaines mesures de contrôle.

Mais, à mon avis, nous avons fait les choses convenablement et, de ce fait, nous pouvons nous prévaloir d'une source d'énergie adéquate et fiable. Je ne sais pas si cela répond à votre question ou si vous voulez d'autres détails?

M. MacLellan: Je passe à autre chose. A la page 8, vous dites:

Cela ne peut convenablement faire état du besoin constant qu'ont tous les Canadiens d'une alimentation en électricité sûre, sécuritaire et fiable. Sans elle, toute activité économique s'interrompt en quelques minutes, et les commodités de la vie moderne deviennent alors inaccessibles.

Je suis d'accord avec vous et, à l'heure actuelle, il y a lieu de s'inquiéter, je crois, de la volonté qu'a le ministre de l'Énergie de déréglementer la vente d'électricité au Canada.

Comme vous le savez, monsieur, à l'heure actuelle, l'Office national de l'énergie exige qu'une certaine proportion de toute électricité vendue aux États-Unis soit offerte aux provinces avoisinantes à un taux comparable.

Avec la déréglementation, cela disparaît. Le ministre a déclaré que le gouvernement fédéral ne reproduira pas les règlements provinciaux sur l'exportation de l'électricité.

[Text]

electricity. Any province that exports electricity can export to whomsoever they want at whatever price they want.

Provinces that have depended on this electricity will not get it at a comparable rate, may not get it at all, and the National Energy Board will be more or less nullified as a means of protecting these provinces. I would just like to know the opinion of your organization with respect to this proposed deregulation.

Mr. Read: I guess my understanding of what is intended here is different from yours. I understand that they are going to allow utilities to work in the private market to negotiate contracts and so on, but that there is still going to be a role for the NEB to see to it that the electricity that is being exported or under contract is not in any way affecting the ability of that same source of energy to be available to Canadians. They are still going to have that role, as I understand it.

Mr. MacLellan: That is not my understanding. My understanding is entirely different; provinces will be able to sell to whomsoever they want at whatever price they want, surplus, of course, I suppose, to their own needs, which are going to change.

Mr. Read: Yes, I think that is true, but I also understood there would still be an assurance that a province would not sell only into the United States without making that same energy available to other customers bordering on them. You are closer to the debate than I am.

Mr. MacLellan: This is interesting; it is going to be like being partially pregnant. Either you deregulate or not, and I am going to be interested to see how they are going to be able to do that and come down and—

Mr. Read: I have not seen the actual words.

Mr. MacLellan: No one has, to my knowledge, but it is interesting.

You say there is increasing concern that we may be underestimating the future growth of electricity consumption. What growth are you estimating, and is that taking into consideration such technological improvements at super-conductors, for instance?

Mr. Read: To the first part of your question, after the crunch came on a lot of utilities, and I think EM&R as well, they reduced their estimates of growth.

When we brought in the conservation techniques there was in fact a turning down, but the numbers used were something like 2.5% per annum growth, out so far. I think we are now looking at something more like 3.3% and our experience last year was something like 4%.

[Translation]

Toute province qui exporte de l'électricité pourra l'exporter à qui elle l'entend et au prix qu'elle décide.

Les provinces qui ont compté sur cette électricité ne l'obtiendront plus à un taux comparable, pourront même ne plus l'obtenir du tout, et l'Office national de l'énergie deviendra plus ou moins inutile pour ce qui est de la protection de ces provinces. J'aimerais connaître l'opinion de votre organisme au sujet de ce projet de déréglementation.

M. Read: Je crois que ma perception de l'objectif en cause est différente de la vôtre. Je crois comprendre qu'ils vont permettre aux services d'oeuvrer dans le secteur privé pour négocier des contrats, etc., mais que l'Office national de l'énergie conservera son rôle de veiller à ce que l'électricité exportée ou vendue aux termes d'un marché n'empêche aucunement son secteur d'origine de pouvoir répondre aux besoins des Canadiens. Il aura toujours ce rôle, si je comprends bien.

M. MacLellan: Ce n'est pas mon avis. Je comprends tout autre chose; les provinces seront en mesure de vendre leur production à qui elles l'entendent et au prix qu'elles ont décidé; je veux dire, évidemment, toute production excédentaire par rapport à leurs propres besoins qui, eux-mêmes, pourraient changer.

M. Read: Oui, je pense que cela est vrai, mais je comprends également qu'il y aura quand même un moyen de s'assurer qu'une province ne vendra pas sa production exclusivement aux États-Unis, sans en offrir aux clients qui l'entourent. Mais vous êtes plus proche du débat que je ne le suis.

M. MacLellan: Voilà qui est intéressant; ce sera comme être à moitié enceinte. Ou bien on dérègle, ou bien on ne dérègle pas. Ce sera intéressant de voir comment ils arriveront à faire cela tout en. . .

M. Read: Je n'ai pas vu la proposition elle-même.

M. MacLellan: Personne ne l'a vue, à ma connaissance; mais c'est intéressant.

Vous dites qu'on se demande de plus en plus si nous ne sous-estimons pas notre consommation future d'électricité. Quelle croissance voyez-vous, et cela tient-il compte de l'évolution technologique comme, par exemple, les superconducteurs?

M. Read: Pour répondre à la première partie de votre question, je crois que, par la suite, un grand nombre de services publics, ainsi qu'Énergie, Mines et Ressources, ont réduit leurs prévisions de croissance.

Lorsque l'on a adopté les techniques de conservation, on a connu effectivement un ralentissement, mais les chiffres de croissance annuelle se situent, jusqu'à présent, à 2.5 p. 100. Je pense que nous envisageons maintenant quelque chose de l'ordre de 3.3 p. 100, et, l'an passé, la croissance a été de 4. p. 100.

[Texte]

[Traduction]

• 1620

So if we stay, if we do not capture any of the other energy markets—in other words, if we do not displace oil because that it is something the government or the country wants us to do—then probably 3.5% is not bad. But our experience is that once you say you want to keep energy growth down in this country, particularly for the nonrenewable resources, then there is a tendency for consumers to switch to the electric source. That is not to say the overall energy growth in this country will not be 2%, 2.5%, 3%; but I was speaking here about the electricity growth.

Mr. MacLellan: I am interested in your association's objectives. One, according to the briefing notes, is to foster orderly and efficient development of energy resources so as to achieve and maintain a reasonable and acceptable balance between the protection of the environment and the growing energy needs of the nation. How do you come down in the middle of these questions, or that sort of a question? There has to be a thrust one way or the other, would you not say?

Mr. Read: I guess you are looking at a set of objectives we filed that were the objectives up until last month. In any case, we have not put a great stress on that particular objective you have quoted now. In fact, we have eliminated it in that form. We are concentrating more on the areas of activity. We really cannot influence that grand objective as well as we thought we might have been able to.

Mr. MacLellan: The objective of environmental control. Is that the one you mean?

The Chairman: It speaks here of the protection of the environment and the growing energy needs of the nation. Is that what you mean, Mr. MacLellan?

Mr. MacLellan: Yes, growing energy needs on the one hand and looking after the environment on the other.

Mr. Read: We do not find any conflict there. Presumably our people want a certain lifestyle, and electricity has some role in there. We think that is going to be a growing situation. That is not to say we cannot supply that energy, giving as much concern... and we have given a lot of attention to environment in the past. But we need to give more, and our utilities are pledged to do that.

Mr. MacLellan: Do you take an active role in, for instance, saying there should be scrubbers in thermal-generating plants?

Mr. Read: Our utilities do. In our talk I pointed out some of the technologies we were looking at. Scrubbers are one alternative for thermal generation, but there are many others that need research and development work

Alors, si nous n'allons chercher aucun des autres marchés d'énergie—en d'autres termes, si nous ne remplaçons pas le mazout car c'est quelque chose que le gouvernement ou le pays veut que nous fassions—3,5 p. 100 ne serait pas trop mal. Mais l'expérience nous a appris que, dès que l'on a déclaré vouloir freiner la croissance énergétique dans ce pays, surtout au niveau des ressources non renouvelables, les consommateurs ont immédiatement tendance à passer à l'électricité. Ce qui ne veut pas dire que la croissance énergétique globale dans le pays ne sera pas de 2, 2,5 ou 3 p. 100; mais je parle ici de la croissance dans le secteur de l'électricité.

M. MacLellan: Je m'intéresse aux objectifs de votre association. Le premier, dans vos notes d'information, est de favoriser le développement ordonné et efficace des ressources énergétiques de manière à réaliser et à maintenir un équilibre raisonnable et acceptable entre la protection de l'environnement et les besoins énergétiques croissants du pays. Comment faites-vous la part des choses entre toutes ces questions, ou ce genre de questions? Il doit quand même y avoir une tendance dans un sens ou dans l'autre, ne pensez-vous pas?

M. Read: Je suppose que les objectifs dont vous parlez sont ceux que nous avons présentés jusqu'au mois dernier. De toute manière, nous n'avons pas beaucoup insisté sur cet objectif, celui que vous venez de nous lire. En fait, nous l'avons complètement éliminé sous cette forme-là. Nous nous concentrons plus sur les autres secteurs d'activités. Nous n'avons pas réussi à faire de cet objectif grandiose ce que nous espérions être capables de faire.

M. MacLellan: Est-ce bien de l'objectif de contrôle de l'environnement que vous parlez?

La présidente: Il est mentionné ici la protection de l'environnement et les besoins énergétiques croissants du pays. Est-ce de cela que vous parlez, monsieur MacLellan?

M. MacLellan: Oui, des besoins énergétiques croissants d'une part, et de la protection de l'environnement d'autre part.

M. Read: Nous ne voyons là aucun conflit. Nous partons du principe que la population souhaite maintenir un certain style de vie et l'électricité a un rôle à jouer dans cela. Et nous pensons que cette situation va aller en s'accroissant. Ce qui ne veut pas dire que nous ne serons pas en mesure de fournir cette énergie, tout en tenant compte... Nous avons très sérieusement tenu compte de la question de l'environnement par le passé. Mais il nous faut lui en accorder encore plus, ce que nos services-membres s'attachent à faire.

M. MacLellan: Adoptez-vous un rôle actif; par exemple, pouvez-vous déclarer qu'il devrait y avoir des épurateurs dans les centrales thermiques?

M. Read: Nos services-membres le font. Dans notre allocution, j'ai souligné certaines des technologies que nous étudions. Les épurateurs sont l'une des possibilités dans le cas des centrales thermiques, mais il en est bien

[Text]

done on them, such as fluidized bed co-combustion and so on.

Mr. MacLellan: I notice you are doing research and development and programs in development of production, distribution, and wise use of energy. You have the "wise use", which would presumably be a conservation approach in the developing of more energy sources. Would that be a conflict?

Mr. Read: No. I regard the wise use of energy to mean we are not wasting it. But it probably means we are going to have to use more electricity in the overall energy context. Electricity is going to have to play a bigger role for us to be able to say we are using energy wisely in this country.

Mr. MacLellan: One of your member utilities is West Kootenay Power & Light Company Limited, which was recently sold to a private company. This was the first time a public utility has ever been sold to an interest outside the country; something the Americans do not allow. I wanted to know if the association has any particular position on that sort of thing happening.

Mr. Read: A lot of interesting things are taking place down in the United States. This is not a first, by the way, in this country. In Quebec there have been American companies that own utilities in Canada as wholly-owned subsidiaries supplying energy down into the States. But I guess this is the first in the sense of a company supplying power to Canadians.

• 1625

We do not take a position on that specifically. Things are happening in the United States with regard to utilities as a result of deregulation, if you like, and a lot more things are going to be happening. How things will go in Canada I do not know, but certainly that one is in the prerogative of the British Columbia franchise area and that was a step they were willing to accept.

Mr. Gagnon: Gentlemen, I appreciate your coming to give us this address today.

On page 8 you talk about a major breakthrough in the late 19th Century. Would you elaborate on what that breakthrough was that allowed us to meet the challenge?

Mr. Read: I was really talking about Edison and the development of the electric motors and all those things that started off away from the steam side of our business and into the electric side.

Mr. Gagnon: Do some of your members sell electricity in the major markets, Toronto and Montreal specifically, for heating residential units?

[Translation]

d'autres qui pourraient faire l'objet de travaux de recherche et de développement, comme la co-combustion par fluidisation, pour n'en citer qu'une seule.

M. MacLellan: Je note que vous vous penchez sur des programmes et des activités de recherche et de développement dans le domaine de la production, de la distribution et de l'utilisation efficace de l'énergie. Ce terme «efficace» pourrait dénoter l'adoption d'une approche conservatrice pour le développement d'autres sources énergétiques. Cela est-il contradictoire?

M. Read: Non. A mon sens, l'utilisation efficace de l'énergie signifie que nous n'en gaspillerons pas. Mais cela signifie probablement qu'il nous faudra avoir davantage recours à l'électricité dans le contexte énergétique global. Pour pouvoir dire que nous utilisons efficacement l'énergie dans ce pays, l'électricité devra avoir un rôle prépondérant.

M. MacLellan: Un de vos services d'électricité membres, la West Kootenay Power & Light Company Limited, a récemment été vendu à une société privée. C'est la première fois qu'un service public est vendu à l'extérieur du pays; ce que les Américains ne permettent pas. Je voulais savoir si l'association a une position particulière à l'endroit de ce genre de situations.

M. Read: Il y a beaucoup de choses intéressantes qui se passent aux États-Unis. Cela n'est pas une première, soit dit en passant, dans ce pays. Au Québec, des sociétés américaines sont propriétaires de services publics au Canada en tant que filiales en propriété exclusive fournissant de l'énergie aux États-Unis. Mais je suppose que c'est une première sous la forme d'une société fournissant de l'énergie aux Canadiens.

Nous ne prenons pas position à cet égard particulièrement. Aux États-Unis, il y a bien des choses qui se sont passées au niveau des services publics à la suite de la déréglementation, et bien d'autres choses encore se produiront. Comment les choses vont tourner au Canada, je n'en sais rien, mais, dans le cas qui nous intéresse, c'était certainement la prerogative de la Colombie-Britannique et c'était une démarche qu'ils étaient disposés à faire.

M. Gagnon: Je vous remercie, messieurs, d'être venus nous parler aujourd'hui.

A la page 8, vous parlez d'une innovation révolutionnaire qui a eu lieu à la fin du 19^e siècle. Pouvez-vous nous dire exactement en quoi consistait cette innovation qui nous a permis de relever tous les défis?

M. Read: Je parlais, en réalité, de M. Edison et de l'avènement du moteur électrique et de toutes les autres choses qui ont découlé du passage de la vapeur à l'électricité.

M. Gagnon: Parmi vos membres, en est-il qui vendent de l'électricité dans les gros marchés, Toronto et Montréal surtout, pour le chauffage domiciliaire?

[Texte]

Mr. Read: Yes.

Mr. Gagnon: Would one of your competitors for heating be natural gas?

Mr. Read: Yes. In fact, the farther west you are in this country, the better gas becomes as a choice for heating economically. As you move towards Quebec through Toronto, it gets a bit more balanced, and some of the choices made by the consumers not only reflect the cost of the fuel but also the capital cost of the installation, which is generally cheaper for electricity. If you go way east, far east, your competition is oil as being the competitive choice because gas is not available.

Mr. Gagnon: Newfoundland considers itself the far east.

Mr. Read: The far east! It is where the wise men. . .

The Chairman: Actually, I think Mr. Read told us he was going to reverse the winds because he was sick of the westerlies blowing all our garbage. So you were going to reverse them and have easterly winds, were you not?

Mr. Read: Reverse the rotation of the earth—

The Chairman: Yes.

Mr. Read:—so that we would get the Gulf Stream and somebody else gets the Arctic current—just for show!

Mr. Gagnon: Coming from a producer of hydrocarbons, a producer will produce natural gas; that producer pays corporate taxes, provincial taxes; that natural gas goes into the NOVA pipeline system, and NOVA pays transport but pays corporate and provincial taxes; it is handed over at the Saskatchewan border to TransCanada Pipe Lines, who take it to the markets, whether Montreal or Toronto; they again pay corporate taxes; they hand the natural gas to Consumers Gas or Gaz Métropolitain, which again pay corporate taxes; and then the last people actually distribute it right to the burner tip. Could you follow through on that? Let us take a case in Quebec, for instance. Who is your producer? Is it strictly Quebec hydro?

Mr. Read: Yes, Hydro-Québec.

Mr. Gagnon: Do they pay any corporate taxes?

Mr. Read: No.

Mr. Gagnon: Who transports it from, say, a dam site—James Bay, for instance—to the Montreal market?

Mr. Read: It would be Hydro-Québec.

Mr. Gagnon: And they distribute it right to the burner tip?

Mr. Read: Yes.

[Traduction]

M. Read: Oui.

M. Gagnon: Et le gaz naturel serait-il l'un de vos concurrents dans ce secteur?

M. Read: Oui. En fait, plus on va vers l'ouest dans notre pays, plus le gaz devient une option de chauffage économique. Au fur et à mesure que l'on va vers le Québec, en passant par Toronto, cela s'équilibre graduellement, et le choix fait par le consommateur ne devient plus seulement fondé sur le coût du carburant, mais également sur le coût initial de l'installation, qui est généralement moins élevé pour l'électricité. Enfin, si l'on continue vers l'est, tout à fait à l'est, c'est le mazout qui devient le premier concurrent, puisqu'il n'y a pas de gaz dans cette région.

M. Gagnon: Terre-Neuve se considère comme l'Extrême-Orient.

M. Read: L'Extrême-Orient! C'est là que les sages. . .

La présidente: En fait, je crois que M. Read nous a dit qu'il allait inverser le courant des vents parce qu'il en avait assez de voir tous nos déchets s'envoler sous le coup des vents d'ouest. Alors, vous allez les renverser et en faire des vents d'est, n'est-ce pas?

M. Read: Oui, inverser la rotation de la terre. . .

La présidente: Oui.

M. Read: . . . comme ça, nous aurons le Gulf Stream et quelqu'un d'autre aura le courant arctique!

M. Gagnon: Prenons l'exemple d'un producteur d'hydrocarbures, d'un producteur de gaz naturel. Ce producteur paie un impôt de société, un impôt provincial; ce gaz naturel entre dans le réseau NOVA et NOVA paie le transport, mais aussi un impôt de société et un impôt provincial; ensuite, à la frontière de la Saskatchewan, il est remis à la TransCanada Pipe Lines qui le canalise jusqu'aux marchés de Montréal ou Toronto. Là encore, cette société paie un impôt de société; elle remet ensuite ce gaz à Consumer Gas ou à Gaz Métropolitain, qui paient aussi leur impôt de société; enfin, ces derniers font effectivement la distribution de ce combustible dans les domiciles. Pouvez-vous me donner un exemple comparable comme cela? Prenons un cas au Québec, par exemple. Qui est votre producteur? Est-ce strictement Hydro-Québec?

M. Read: Oui, Hydro-Québec.

M. Gagnon: Hydro-Québec paie-t-elle un impôt de société?

M. Read: Non.

M. Gagnon: Qui assure le transport du lieu de production, la baie James par exemple, au marché de Montréal?

M. Read: Hydro-Québec.

M. Gagnon: Et elle assure la distribution jusque dans les maisons?

M. Read: Oui.

[Text]

Mr. Gagnon: What cost advantage—because Hydro-Québec pays no tax—would it have over a natural gas supply that has to pay taxes right through the whole system?

Mr. Read: I guess another way to say the same thing would be: if they were both taxable, would there be any difference in the price to the consumer?

Mr. Gagnon: Yes.

Mr. Read: I guess there would be; there is no question about it. That province, as many of the provinces except Alberta and Prince Edward Island, have chosen the public power route, and as such there is no tax. But royalties are paid in the case of Quebec. Whether they are equivalent in dollar value to what the tax would be on a corporate company operating, I am not sure. I have not done the exercise, but there is no question that the delivered product in competition with gas does not have a tax number in it. So it is in favour of the electricity; I do not think there is any question about that.

• 1630

Mr. Gagnon: The natural gas producer pays a royalty to the owner of the mineral rights, just as Hydro-Québec would pay a royalty for the water rights. So they both have that common function. But I am looking at something that I do not think is very much of a level playing field when one system has a free ride and the other system has to pay its share.

Mr. Read: I guess you would have to look at the whole picture of how a corporation operates. I am sure there are tax benefits afforded the gas and oil companies, which the hydro-electric companies do not get.

Mr. Gagnon: Do you know of any studies along these lines?

Mr. Read: We are in the process of preparing a paper, which we are submitting to Tom Kierans' group addressing the taxation issue. It is almost finished. But we have not done any detailed comparisons with the gas people. They may have done some, I do not know.

Mr. Gagnon: Do the major electrical utilities work on a profit basis, or a break-even basis? Or is it a mixed group?

Mr. Read: I think most of them have in their charter that they will deliver power at the lowest possible cost consistent with financial integrity and consistent with environmental considerations and so on. So I would say that most of the utilities... certainly none of them are losing, and they have profit targets. I think Hydro-Québec at the moment is aiming for something between 12% and 13% overall profit on the operation of their system. Most of the other utilities try to do the same thing. Now, that

[Translation]

M. Gagnon: Quel avantage de coût—puisque Hydro-Québec ne paie pas d'impôt—cela représenterait-il par rapport à une source de gaz naturel qui a à payer de l'impôt à toutes les étapes du système global?

M. Read: Je suppose que vous voulez dire ceci: si les deux étaient imposables, le prix payé par le consommateur serait-il différent?

M. Gagnon: Oui.

M. Read: Je crois bien que oui, bien sûr. Mais cette province, comme de nombreuses autres provinces en dehors de l'Alberta et de l'Île-du-Prince-Édouard, a choisi la formule de service public, et en tant que tel, aucun impôt n'est perçu. Mais des redevances sont payées dans le cas du Québec. Que celles-ci soient équivalentes en valeur à ce que l'impôt représenterait pour une société équivalente, ça, je n'en sais rien. Je n'ai pas fait les calculs; mais il est indéniable que le produit qui fait la concurrence au gaz n'est pas majoré d'un montant d'impôt. Il ne fait aucun doute que cela joue en faveur de l'électricité.

M. Gagnon: Le producteur de gaz naturel paie des redevances au propriétaire des droits miniers, tout comme Hydro-Québec verse des redevances pour l'eau. Les deux ont donc cela en commun. Mais je parle de quelque chose qui, à mon avis, est un déséquilibre des forces en cause lorsqu'un secteur bénéficie d'avantages que l'autre n'a pas.

M. Read: Il faudrait, je pense, envisager l'image globale du fonctionnement d'une société. Je suis sûr que les sociétés de gaz et de mazout ont des avantages fiscaux que les sociétés d'électricité n'ont pas.

M. Gagnon: Savez-vous s'il existe des études comparatives de ce genre?

M. Read: Nous préparons à l'heure actuelle un document que nous prévoyons remettre au groupe de Tom Kieran qui se penche sur la question de l'impôt. Il est presque terminé. Mais nous n'y avons pas intégré des comparaisons détaillées avec le secteur du gaz. Il se peut qu'il y ait quelques comparaisons, mais je n'en suis pas sûr.

M. Gagnon: Les gros services d'électricité fonctionnent-ils à profit ou au point d'équilibre? Ou bien sont-ils partagés?

M. Read: Je pense qu'ils ont tous dans leur charte une déclaration selon laquelle ils s'engagent à fournir leur énergie au coût le plus bas que leur permettront les facteurs d'intégrité financière et respect de l'environnement. Je dirais donc que la plupart des services... Il est certain qu'aucun d'entre eux ne fonctionne à perte, et ils ont leurs cibles de profit. Je crois qu'Hydro-Québec, à l'heure actuelle, vise 12 ou 13 p. 100 de profit dans l'exploitation de son réseau. La plupart des services publics tentent d'en

[Texte]

profit plows back into reducing their debt-equity ratios and so on.

Mr. Gagnon: The 12% to 13% is of what? Is that of gross sales, of assets? What is the yardstick?

Mr. Read: I believe that is gross sales.

Mr. Gagnon: The figures I have for the long-term debt show \$62.3 billion, and you are talking about an \$85 billion industry insofar as assets. It is a very heavy debt-to-equity ratio. But if you look at the breakdown both in Canada and the United States, and Canada does not have that many investor-owned utilities, the publicly-owned utilities are carrying much more debt than the investor-owned utilities. Why is that?

Mr. Read: That is because they are able to. It is a reflection on the policy of the provinces that own these utilities that they want as low cost energy as possible without impinging upon the debt of the province to ensure that rates in their particular province are attractive for industry to come in and for the community to have their own domestic rates as low as possible. Most of our utilities do have a very high debt-to-equity ratio. I think a lot of them try to reach 80:20, but none of them try to go 50:50 like you see in investor-owned operations. That is just because they are able to do it and by having a high debt-to-equity ratio they are able to keep their rates low.

Mr. Gagnon: When you look at numbers like Newfoundland & Labrador Hydro, 90%; Nova Scotia Power, 95%; Manitoba Hydro, 96%; Saskatchewan Power, 97% it seems like an awfully high ratio. Do you feel that is a safe ratio?

Mr. Read: It has certainly been supported by the fact that these people have been able to... Manitoba, for instance, has raised a tremendous amount of money to carry out their expansion program up north, so obviously they can live with it. But I think all of our utilities would like to get down to a better debt-to-equity ratio, somewhere in the 80:20 range, and once you do that it means that the rates have to go up to support it. So it depends on how much the regulatory bodies in their particular province want to see the rates go up to support a better debt-to-equity ratio.

• 1635

Mr. Gagnon: If you look at where the financing is, whether domestic or foreign, the numbers vary from 0% foreign to 70% foreign. For instance, Manitoba Hydro is 70% foreign-debt financed. What are some of the implications of having such a large amount of foreign borrowing?

Mr. Read: I guess the biggest implication is the risk on exchange rate. Obviously, if you borrow in the currency of another country, and let us assume you do not have any earnings in those same dollars, although you may be

[Traduction]

faire de même. Précisons par contre que ces profits seront immédiatement à la réduction de leur ratio d'endettement.

M. Gagnon: Douze ou treize p. 100 de quoi? Du chiffre d'affaires? De l'actif? Quel est l'étalon?

M. Read: Je pense que c'est du chiffre d'affaires.

M. Gagnon: Je vois ici le chiffre de 62,3 milliards de dollars de dette à long terme pour un secteur dont l'actif s'élève à 85 milliards de dollars. C'est un ratio d'endettement très impressionnant. Mais si l'on examine la ventilation tant au Canada qu'aux États-Unis, et les services privés ne sont pas nombreux au Canada, on constate que les services publics assument une plus grosse part de cet endettement que les services privés. Pourquoi cela?

M. Read: Tout simplement parce qu'ils sont en mesure de le faire. Cela vient du fait que les provinces qui sont propriétaires de ces services publics ont pour politique de fournir ces services au moindre coût possible sans toutefois alourdir la dette de la province et ce, afin d'offrir aux habitants de leur propre province les prix les plus bas possibles et des prix qui inciteront les secteurs industriels à venir s'y établir. La plupart de nos services publics ont un ratio d'endettement très élevé. Je crois qu'ils visent tous un ratio de 80/20 et aucun d'entre eux ne vise le ratio de 50/50 comme le fait le secteur privé, tout simplement parce qu'ils peuvent se le permettre et parce qu'un ratio d'endettement élevé leur permet de ne pas hausser leurs prix.

M. Gagnon: Mais ce ratio est extrêmement élevé: 90 p. 100 pour la Newfoundland and Labrador Hydro, 95 p. 100 pour la Nova Scotia Power, 96 p. 100 pour la Manitoba Hydro et 97 p. 100 pour la Saskatchewan Power. Pensez-vous que cela soit sage?

M. Read: Ce doit l'être, puisqu'ils ont été en mesure de le faire. Le Manitoba, par exemple, a emprunté énormément d'argent pour son programme d'expansion dans le Nord; de toute évidence, c'est une dette qu'il arrive à assumer. Mais je crois que tous nos services publics souhaiteraient ramener leur ratio d'endettement au niveau de 80/20, ce qui automatiquement signifie une hausse des prix. En fin de compte, cela dépend de la mesure dans laquelle les organismes de réglementation de chaque province sont disposés à hausser leurs prix pour réaliser un meilleur ratio d'endettement.

M. Gagnon: Et lorsqu'on étudie l'origine de ce financement, intérieur ou étranger, les chiffres varient de 0 à 70 p. 100 pour le financement à l'étranger. Par exemple, 70 p. 100 des fonds empruntés par le Manitoba Hydro viennent de l'étranger. Quelles sont les conséquences d'un emprunt aussi important à l'étranger.

M. Read: Je suppose que la conséquence la plus sérieuse est au niveau du taux de change. De toute évidence, si vous contractez un emprunt en devises étrangères—et en supposant que vous n'avez pas de

[Text]

able to get it cheaper, your borrowing is at risk, with regard to any fluctuation in the exchange rates. You gain when you first borrow.

For instance, if you borrow in the United States, you gain when you bring those dollars across the border to build your plant. But when you pay them back, you lose. The ideal thing would be to borrow when the dollar is at 75¢, and pay back when it goes to par. That happened in the case of Churchill Falls. Some other companies that built made sure the contract was paid back in the same dollars they borrowed in. The biggest risk you take when using Swiss francs or whatever for your borrowing mechanism is on the exchange rate.

Mr. Gagnon: What does this do to the Canadian dollar, when mammoth amounts of money have been borrowed? We are talking about \$62.3 billion in debt, and I appreciate it runs anywhere from 0% to 70%. But if you take the case of Hydro-Québec, having 58% foreign borrowing, and Ontario Hydro, 47%, you are talking billions and billions of dollars. What has that done to the Canadian dollar? Has that helped decrease the value of the Canadian dollar?

Mr. Read: I am not an economist. I presume most utilities would first sit down and say how much they want in foreign borrowings versus Canadian dollars, and Canadian dollars do cost more to borrow than if you buy them in the United States or on the Eurodollar in Europe. You make that decision, and then you balance out your borrowings, and you do several. Hydro-Québec was borrowing at a rate of \$2 billion a year at one stage. So they have to balance where the market is and where they can best get their money and make sure they do not exceed whatever limits they have set for foreign borrowings.

I cannot give you an answer on the effect on the Canadian dollar because I am not equipped from an economist's point of view. When the borrowings are made, they are as fully supported as revenues coming in. It is not like borrowing money for a highway or a hospital. If you are borrowing money on an asset, unless you borrowed it and hauled it all across in one fell swoop, I do not think it has much impact on the Canadian dollar.

Mr. Gagnon: The overall number is 52%; so for servicing 52% of \$62.3 billion, in round figures, you are talking about \$35 billion, with an average yield of, say, 10% on a coupon. You are talking \$3.5 billion a year getting pumped out of this country. Surely it must have some impact just on servicing at that. . .

[Translation]

recettes en ces devises—vous empruntez à risque car, même si l'emprunt initial vous revient moins cher, vous êtes vulnérable à toute fluctuation du taux de change. L'avantage ne se situe qu'au moment initial de l'emprunt.

Par exemple, emprunter un montant en dollars américains est à votre avantage lorsque vous amenez ces dollars au pays pour construire votre usine, mais à votre détriment lorsque vous devez rembourser votre prêt. La situation idéale serait d'emprunter lorsque le dollar est à 75c. et de rembourser votre emprunt lorsqu'il arrive à parité. C'est ce qui s'est produit dans le cas de Churchill Falls. D'autres sociétés qui ont emprunté à l'étranger se sont assurées de rembourser leurs dettes avec des dollars de la même valeur que ceux qu'ils avaient empruntés. Le plus grand risque que l'on prend lorsque l'on emprunte en devises étrangères, francs suisses ou autres, se situent au niveau du taux de change.

M. Gagnon: Et quelles conséquences cela a-t-il sur le dollar canadien, lorsque des montants astronomiques sont empruntés? Nous parlons de 62,3 milliards de dollars qui sont empruntés jusqu'à 70 p. 100 à l'étranger. Par exemple, 58 p. 100 des emprunts d'Hydro-Québec et 47 p. 100 de ceux d'Hydro-Ontario sont faits à l'étranger; cela représente des milliards et des milliards de dollars. Quelles ont été les conséquences sur le dollar canadien? Cela a-t-il contribué à la dévaluation de ce dernier?

M. Read: Je ne suis pas économiste. Je suppose que la plupart des services publics étudient la situation au préalable et décident de la proportion de leurs emprunts qui se fera en devises étrangères par rapport à celle qui se fera en dollars canadiens, sans oublier que le dollar canadien coûte plus cher à emprunter s'il est acheté aux États-Unis ou en Europe, en eurodollars. Ils pèsent le pour et le contre, puis font un certain équilibre entre leurs divers emprunts. Il fut un temps où Hydro-Québec empruntait à l'étranger au rythme de 2 milliards de dollars par an. Il lui fallait donc bien étudier le marché et déterminer quelle serait la source la plus avantageuse tout en s'assurant de ne pas dépasser les limites qu'elle s'était fixées pour ses emprunts étrangers.

Je ne peux pas vous dire quelle est l'incidence de tout cela sur le dollar canadien car je ne suis pas économiste. Lorsque les emprunts sont faits, ils sont pleinement appuyés par les rentrées. Ce n'est pas la même chose qu'emprunter de l'argent pour construire une autoroute ou un hôpital. Lorsque l'argent qui est emprunté est garanti par des éléments d'actif, à moins qu'il ne soit emprunté et converti en une seule grosse opération, je ne pense pas que l'incidence au niveau du dollar canadien soit appréciable.

M. Gagnon: Le chiffre global est de 52 p. 100; donc, en arrondissant, 52 p. 100 de 62,3 milliards de dollars représentent quelques 35 milliards de dollars dont le rendement moyen serait, disons, de 10 p. 100. Nous parlons donc de 3,5 milliards de dollars qui seraient pompés à l'extérieur du pays tous les ans. Cela doit sûrement avoir une incidence, ne serait-ce que. . .

[Texte]

Mr. Read: I think this country is one that has to borrow outside, whether it is for this industry or any other, and I appreciate the point you are making.

The Chairman: Mr. Read, are there any government guarantees on those loans?

Mr. Read: There are provincial government guarantees on most of the Crown corporations existing in the provinces.

The Chairman: Why are there different credit ratings then?

Mr. Read: When you put a bond issue out, and put a provincial guarantee on it, it tends to reach the credit rating of the province.

• 1640

Mr. Read: In other words, I do not know whether you could take a situation across Canada where the utility, by using the government guarantee, lowers the provincial credit rating because—

The Chairman: No, you could not.

Mr. Read: I know that the first time we borrowed for Newfoundland & Labrador Hydro, we got a better interest rate borrowing than the province did because we had an asset to borrow against. I would say in Hydro-Québec, where the debt-equity ratio is—

The Chairman: Eighty-twenty.

Mr. Read:—better than most, they would be able to borrow on the market. The provincial government guarantee is more to bolster the credit rating of the province than to help Hydro-Québec borrowers. I think they could probably go on the market and borrow just as easily or maybe... just as easily anyway.

Mr. Johnson: Mr. Read, you mentioned Churchill Falls, which prompts me to ask some questions related to Labrador. I am sure you know Aaron Bailey, former president of the Newfoundland Light & Power Co. Limited. Mr. Bailey, as you know, has been a bit of a pioneer I suppose in rural electricity in Newfoundland, if you want to go back to the power plant in Lockston, etc.

He keeps telling me that the province, through Newfoundland & Labrador Hydro, are looking for big megaprojects on the island, and he claims that there are numerous small stations that could be established in Newfoundland. If we were to look at more low-output electricity, rather than looking at the big mega-stations—we have developed the Upper Salmon and the Cat Arm—we would be less dependent on fuel oil for electricity generation. Are you aware of any undeveloped hydro potential in Newfoundland?

[Traduction]

M. Read: Je comprends votre point de vue; je crois toutefois que notre pays est obligé d'avoir recours aux emprunts à l'extérieur, que ce soit pour notre secteur ou pour tout autre.

La présidente: Monsieur Read, le gouvernement garantit-il ces prêts?

M. Read: Certains gouvernements provinciaux offrent des garanties pour la plupart des sociétés de la Couronne dans leur province.

La présidente: Pourquoi y a-t-il alors des niveaux de solvabilité différents?

M. Read: Lorsqu'une province garantit une obligation émise, cela a tendance à se répercuter sur le taux de solvabilité de cette province.

M. Read: Autrement dit, je ne pense pas que l'on puisse envisager la situation, dans l'ensemble du Canada, où un service public diminuerait le taux de la solvabilité de la province en se servant de garanties du gouvernement, car...

La présidente: Non, on ne pourrait pas.

M. Read: Je sais que, lors de notre premier emprunt pour la Newfoundland & Labrador Hydro, nous avons obtenu un meilleur taux d'intérêt que la province car nous avions des éléments d'actif en contrepartie. Je dirais donc que Hydro-Québec, dont le ratio d'endettement est...

La présidente: Quatre-vingt sur vingt.

M. Read: ... meilleur que d'autres, devrait pouvoir emprunter sur place. La garantie du gouvernement provincial sert plus à rehausser le taux de solvabilité de la province qu'à aider les emprunts d'Hydro-Québec. Je pense qu'Hydro-Québec pourrait obtenir sur le marché des emprunts tout aussi facilement et peut-être... au moins tout aussi facilement.

M. Johnson: Monsieur Read, vous avez parlé de Churchill Falls, ce qui m'incite à vous poser quelques questions au sujet du Labrador. Vous connaissez certainement Aaron Bailey, l'ancien président de la Newfoundland Light & Power Co. Limited. Comme vous le savez, M. Bailey a été en quelque sorte un pionnier, si l'on peut l'appeler ainsi, de l'électricité rurale à Terre-Neuve, si l'on remonte à la centrale de Lockston, etc.

Il ne cesse de me répéter que la province, par l'intermédiaire de la Newfoundland & Labrador Hydro, est à la recherche de projets de très grande envergure; mais, d'après lui, il y a de nombreuses petites centrales qui pourraient être établies à Terre-Neuve. D'après lui, si nous nous tournons davantage vers la production de l'électricité à faible débit, plutôt que d'envisager les mégaprojets—nous avons mis sur pied les projets de Upper Salmon et de Cat Arm—nous serons moins à la merci du mazout pour la production de l'électricité. Savez-vous s'il

[Text]

Mr. Read: Yes, there is a lot of potential around the island, but it has environmental conflicts. It is not as economic as doing one of the larger projects, at least that has been my experience in working with the utility. There is a pretty comprehensive survey of all the developable rivers on the island; in fact, I think they are now undertaking one small one. But generally speaking a smaller development is more costly, if you have to follow all the rules, than a larger project.

The problem on the island right now is that there is nothing left but to go to coal-fired generation. They may well have to do some of these smaller ones, even though the cost is higher.

Mr. Johnson: The man is 80-odd years old, but he keeps saying, if I were 20 years younger and the government would allow me to develop the resources that are there, I would go to Scotland and look for a manufacturer of one generating set. I would not have one design for each river. I would have the one generating set that could be used on all the different rivers. That would reduce a lot of the engineering costs, as was the case with the Lockston plant.

He keeps telling me that he thinks it would be even more economical for the government to develop the Pinware River than to step the power down from the high voltage coming from Churchill Falls. In fact, he keeps telling me you could use that power for all the south part, from Rib Bay right up to Blanc Sablon, for the electrical needs there and still bring it across to the northern peninsula. There is enough power there. When I talk to people in provincial government about it, they laugh. He does not know what he is talking about, they say.

• 1645

I am just trying to draw out from you, I suppose, the man's credibility. We all know he has been selling electrical power since the early 1900s. He must have some knowledge.

Mr. Read: There is no question that the man is credible and a good thinker. I think the world has changed a little bit for us with respect to what we will accept today in a hydro development versus what we might have accepted in his day, so there is that complication. But as for the Pinware River, that thing has been investigated. It is quite feasible; it can supply that area. In my opinion, it can also supply part of the northern peninsula. But the cost is quite a bit higher than the grid cost at the moment.

Mr. Johnson: We are talking about nuclear energy, I suppose. We can all understand why the cost of coal and fuel oil has increased so much over the past nine years or

[Translation]

y a à Terre-Neuve un potentiel d'électricité qui n'a pas été réalisé?

M. Read: Oui, le potentiel est là, mais il y a également des problèmes sur le plan de l'environnement. Et ce n'est pas aussi rentable que la réalisation des grands projets, du moins c'est ce que j'ai pu constater au fil de mon expérience dans le domaine. Il existe une étude relativement exhaustive de toutes les rivières de l'île qui pourraient être utilisées pour la production de l'électricité, en fait, je crois qu'une de ces rivières est actuellement le site d'un petit projet. Mais, en général, les petits projets de développement coûtent plus cher, toute proportion gardée, que les grands projets.

Le principal problème de cette région, à l'heure actuelle, est qu'il ne lui reste plus d'autres choix que la production au charbon. Il lui faudra peut-être recourir à de petits projets même si les coûts sont plus élevés.

M. Johnson: M. Bailey a 80 ans, mais il répète à qui veut l'entendre que, s'il avait 20 ans de moins et si le gouvernement lui permettait de développer les ressources existantes, il irait trouver en Écosse un fabricant qui lui ferait une génératrice universelle. Il n'en aurait pas une pour chaque rivière. Il ferait faire une seule génératrice qui pourrait servir sur toutes les rivières. Cela réduirait considérablement les coûts techniques, comme il en a été pour la centrale Lockston.

Il m'a dit plusieurs fois qu'il serait encore plus économique pour le gouvernement d'exploiter la centrale à Pinware River que de transporter l'électricité à haute tension de Churchill Falls. En fait, d'après lui, cette électricité pourrait alimenter toute la région sud, de Rib Bay à Blanc Sablon, et il y en aurait même suffisamment pour alimenter la péninsule nord. Lorsque je parle de cela à des gens du gouvernement provincial, ils me rient au nez. Il ne sait pas de quoi il parle, disent-ils.

En fait, je vous demande quelle est votre perception de la crédibilité de ce monsieur. Nous savons tous qu'il oeuvre dans le domaine de l'électricité depuis le début du siècle. Il doit quand même avoir accumulé un certain bagage de connaissances.

M. Read: Il ne fait aucun doute que cet homme est une personne très intelligente et dont la crédibilité est établie. Mais le monde a quand même évolué depuis en ce qui concerne ce que l'on conçoit aujourd'hui comme développement hydroélectrique par rapport à ce que l'on aurait conçu en son temps. Quant à la question de la rivière Pinware, la chose a été étudiée. C'est faisable, elle peut alimenter cette région. À mon avis, elle peut également alimenter une partie de la péninsule nord. Mais l'électricité produite coûterait légèrement plus cher que les prix du réseau à l'heure actuelle.

M. Johnson: Nous parlons de l'énergie nucléaire, je suppose. Nous comprenons tous pourquoi le charbon et le mazout ont augmenté tellement au cours des neuf

[Texte]

so, from 1976 to 1985. I would imagine that uranium used in our generating plants here in Canada has been produced in Canada. Could you give us any idea as to why that would have gone up almost as much as fuel oil? We have to rely a lot—on the east coast, anyway—on imported fuels.

Mr. Read: I do not think it has gone up as much as oil and gas. The big cost of electricity from nuclear plants is in the facility that has to be built, the concrete and everything else, rather than in the fuel.

Mr. Johnson: The table I have here says that uranium has increased from 1976 to 1985 by 316%, whereas fuel was up 342%.

Mr. Read: I think using percentages gives you a bad deal, because 316% of nothing is nothing, and 316% of a very low number, if these numbers are correct. Yes, I guess that is us.

The point is that the fuel component. . . Water is zero; the cost of a hydro plant and the fuel component is something, the cost of mining the uranium and so on. But compared to oil and gas, in order to get out the same kilowatt hour it is much, much higher. So you are saying uranium has gone up by 316%, but that just means that maybe it has gone up by three times, but the oil and gas or fuel oil has gone up by that same amount.

Mr. Johnson: A layman looking at this would take it all out of context, would he not, regarding the cost of producing power for—

Mr. Read: Instead of using percentages, I would rather use mills per kilowatt hour. Uranium has gone from 1.1 mills per kilowatt hour in 1976 up to 4.7 mills per kilowatt hour. But if you look at petroleum, it has gone from 15 mills in 1976 to 68 mills. So the mills per kilowatt hour you have to pay at the metre at your house has gone up by 53 mills, whereas the uranium fuel has gone up by only 3 mills. So I think it is a little unfair to use percentages regarding what impact that has on rates.

Mr. Johnson: When they establish their price, they have to go to the public utilities board for approval of increases in the rates they sell to the distributor, do they not?

Mr. Read: Yes.

• 1650

Mr. Johnson: And then the distributor has to appear when they wish to increase theirs?

Mr. Read: Yes, that is true.

The Chairman: Thanks, Mr. Johnson.

Mr. Read, do the electricity rates in Ontario reflect the costs of the Darlington Nuclear Generating Station?

[Traduction]

dernières années, de 1976 à 1985 environ. J'imagine que l'uranium utilisé dans nos centrales au Canada a été produit au Canada. Pouvez-vous nous dire pourquoi cette ressource a augmenté presque autant que le mazout? Nous devons compter fortement—sur la côte ouest, en tout cas—sur le carburant importé.

M. Read: Je ne pense pas qu'il ait augmenté autant que le mazout et le gaz. La composante la plus chère dans une centrale nucléaire est la construction même de l'installation, le béton et tout ce qui l'entoure, plutôt que l'uranium.

M. Johnson: Je vois ici, sur ce tableau, que l'uranium a augmenté de 316 p. 100 entre 1976 et 1985, alors que le carburant a augmenté de 342 p. 100.

M. Read: Il ne faudrait pas tomber dans le panneau de se fonder sur les pourcentages, car 316 p. 100 de rien du tout est toujours rien du tout et 316 p. 100 d'un très petit chiffre. . . si ces chiffres sont exacts.

Le fait est que la composante carburant. . . L'eau ne coûte rien; il y a le coût de la centrale hydroélectrique, le coût de la composante carburant, le coût de l'extraction de l'uranium, etc. Mais, par rapport au mazout et au gaz, pour obtenir le même nombre de kilowatts-heure, le coût est beaucoup, beaucoup plus élevé. Alors, si vous dites que l'uranium a augmenté de 316 p. 100, ça peut tout simplement vouloir dire que, peut-être, il a triplé de prix, mais le mazout et le gaz ont augmenté d'autant.

M. Johnson: Un profane qui regarderait ces chiffres les interpréterait hors contexte et tirerait des conclusions au sujet du coût de la production d'électricité. . .

M. Read: Plutôt que de se fonder sur des pourcentages, je préfère utiliser la valeur mil par kilowatt-heure. L'uranium est passé de 1,1 mil par kilowatt-heure en 1976 à 4,7 mils par kilowatt-heure. Mais si vous prenez le prix du pétrole, vous constatez que celui-ci est passé de 15 mils en 1976 à 68 mils. Ainsi, les mils par kilowatt-heure que vous devez payer au compteur chez vous ont augmenté de 53 mils, alors que pour l'uranium, ils n'ont augmenté que de 3 mils. Vous conviendrez donc avec moi que se fonder sur les pourcentages pour évaluer l'incidence au niveau des prix fausse légèrement le tableau.

M. Johnson: Lorsqu'ils établissent leurs prix, les services publics ne doivent-ils pas d'abord faire approuver par la Commission des services publics les augmentations de leurs prix au distributeur?

M. Read: Si.

M. Johnson: Les distributeurs doivent donc comparaître lorsqu'ils désirent augmenter les leurs?

M. Read: Oui, exactement.

La présidente: Merci, monsieur Johnson.

Monsieur Read, les tarifs de l'électricité en Ontario traduisent-ils les coûts de la centrale nucléaire de Darlington?

[Text]

Mr. Read: It is normal practice in a utility that when a unit comes on it gets rolled into the rate base, and then at that point in time it gets rolled into the rates paid by consumers.

The Chairman: So prior to it coming on stream, the costs are borne by the company itself?

Mr. Read: Prior to it going on stream, the costs are capitalized on the cost of the final facility. That has been the normal practice. I am not sure that is a good practice any more, certainly for larger projects. Instead of getting that shock of a big one coming in, there should be some way in our accounting mechanisms that we can allow work under construction to be factored into the rates in any year.

The Chairman: Is that the same in public versus private, such as TransAlta versus Hydro-Québec?

Mr. Read: Yes, I think all utilities abide by that. That is laid down by chartered accountants and all these great people with big—

The Chairman: When these stations do come on stream, especially the nuclear-powered ones, does it reflect the costs in decommissioning or radioactive waste disposal?

Mr. Read: I understand Ontario Hydro are appearing.

The Chairman: Tomorrow, yes.

Mr. Read: I think that is probably a question that is better answered by them. I am not familiar with the complete details of their accounting system.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I would like to follow up on what Mr. Gagnon was saying. In our briefing notes that you have seen, the long-term debt as of 1985 was \$62.3 billion. In your publication *Electricity 87*, you say that over the next decade, electric utilities plan to invest around \$68 billion, which would double the present value of their assets.

The utilities are not paying taxes. There is a considerable amount going out in interest payments. When we are looking at it from the point of view of supplying reasonably priced electricity to the provinces, to the jurisdictions, that is one thing; but if we are creating this indebtedness indefinitely into the future, with really no return, and we are just more or less paying off long-term debt, why are we doing this to give cheap electricity to the United States? What do we hope to gain from it in the long run, and how long is it going to be before there is some kind of benefit?

Mr. Read: I think I would take exception to your statement that we are doing it for the benefit of U.S. citizens or industry. The principal reason the utilities

[Translation]

M. Read: Selon la pratique habituelle des services d'électricité, lorsqu'une centrale est reliée au réseau, la base tarifaire est modifiée en conséquence et c'est à ce moment-là que sont changés les taux payés par les consommateurs.

La présidente: Avant la connexion, les coûts sont donc subis par la compagnie elle-même?

M. Read: Avant la connexion, les coûts sont capitalisés au coût de l'installation finale. Telle a été la pratique habituelle. Je ne suis pas convaincu que cela demeure une bonne pratique, surtout dans le cas des grands projets. Au lieu de nous donner ce grand choc soudain, nos mécanismes de comptabilité devraient nous permettre d'incorporer au tarif de n'importe quelle année les coûts des travaux en cours.

La présidente: La situation est-elle la même dans le cas des compagnies publiques que des compagnies privées, de TransAlta que d'Hydro-Québec?

M. Read: Oui, à mon avis, tous les services d'électricité agissent de la même manière. C'est une règle établie par des comptables agréés.

La présidente: Lorsque ces centrales sont liées au réseau, en particulier les centrales nucléaires, est-il tenu compte du déclassement des réacteurs et de l'élimination des déchets radioactifs?

M. Read: Si je comprends bien, Hydro-Ontario doit témoigner.

La présidente: Demain, oui.

M. Read: Il vaut peut-être mieux que ce soient ses représentants qui répondent à cette question. Je ne connais pas tous les détails du système de comptabilité de l'entreprise.

M. MacLellan: Madame la présidente, j'aimerais donner suite à ce que disait M. Gagnon. Selon nos notes d'information, que vous avez vues, la dette à long terme en 1985 était de 62,3 milliards de dollars. Dans votre publication *Electricité 87*, vous dites que, durant la prochaine décennie, les services d'électricité ont l'intention d'investir quelque 68 milliards de dollars, ce qui doublerait la valeur actuelle de leur actif.

Les services d'électricité ne paient pas d'impôts. Une somme considérable est consacrée au paiement des intérêts. Il y a le point de vue qui consiste à fournir une électricité à prix raisonnable aux provinces; mais si nous créons cette dette pour un avenir indéfini, sans dividendes en réalité, si nous ne faisons, en somme, que payer notre dette à long terme, n'est-ce pas donner une électricité bon marché aux États-Unis? Espérons-nous y gagner à long terme? Combien de temps faudra-t-il attendre avant d'en retirer quelque avantage?

M. Read: Je dois contester que nous faisons cela pour le bénéfice des citoyens ou de l'industrie des États-Unis. La principale raison pour laquelle les services d'électricité

[Texte]

operate in this country is to make sure the rates to Canadians are the best that can be achieved.

Long-term debt is written off over a period of time. When we say we are investing another \$6 billion each year into the community, we are also retiring debt that has been paid off by the... I guess it is not quite fair to say that we are going to be doubly in debt at the end of the—

Mr. MacLellan: I am not saying that. I am just asking, when do we get out of it, when do we see the light?

Mr. Read: As long as you are supporting it, you never do get out of having... I do not think there is much wrong with having a debt. I have one, and I think our country has one.

Mr. MacLellan: All I am saying is that this is a great resource. I think it is a marvellous resource. But I would like to see the people in the provinces get some kind of financial benefit from it if they are going to export it. I think they are entitled to it. And it affects all Canadians. When you are dealing in balance of payments, if you have a province on the receiving end of equalization grants, and it is not getting the benefit from the resource it is exporting, then of course the provinces paying the equalization payments are suffering. It ripples through the whole economy.

• 1655

Mr. Read: I tried to make the point, though, that sales south of the border are our opportunity to make profits, to help keep rates down in Canada. That is the principle on which most of the exporting provinces... would you like to make a comment or two on that, Hans.

Mr. Hans Konow (Director, Public Affairs, Canadian Electrical Association): I think there is some misapprehension about how utilities have developed these apparently very high debt-equity ratios, common both in the United States and Canada. For instance, I would note that the Bonneville Power Authority runs 100% debt-equity ratio.

One of the philosophical underpinnings was that, irrespective of what makes the best economic sense, rate payers should pay for only those facilities from which they are benefiting. So keeping new facilities out of the rate base and paying for them by borrowing money was conceived as being the fairest way to distribute the cost of your electric-generating system.

That may not be the least-cost approach, but what that means is you only pay for what you are using. It was really on that basis that this whole philosophy of when you place assets into rate-base developed.

[Traduction]

fonctionnent dans ce pays, c'est pour faire en sorte que les tarifs imposés aux Canadiens soient les plus avantageux possibles.

La dette à long terme s'efface avec le temps. Nous investissons 6 milliards de dollars de plus chaque année dans la collectivité, mais nous remboursons aussi notre dette. On aurait tort de dire que nous serons deux fois plus endettés à la fin.

Mr. MacLellan: Ce n'est pas ce que je dis. Tout ce que je veux savoir, c'est à quel moment nous allons nous en sortir, à quel moment verrons-nous la lumière au bout du tunnel?

Mr. Read: Aussi longtemps qu'on soutient cette activité, on n'en sort pas vraiment... Il n'y a pas beaucoup de mal à s'endetter. Je suis endetté, quant à moi; le pays lui-même l'est.

Mr. MacLellan: Tout ce que je veux dire, c'est qu'il s'agit d'une grande ressource. C'est une ressource merveilleuse, mais j'aimerais que les habitants des provinces en retirent un avantage financier s'ils veulent l'exporter. Ils y ont droit. Et cela intéresse tous les Canadiens. Au point de vue de la balance des paiements, si une province reçoit des subventions de péréquation et qu'elle ne tire pas profit de la ressource qu'elle exporte, bien sûr, c'est au désavantage des provinces qui paient les paiements de péréquation. Il y a des répercussions dans toute l'économie.

Mr. Read: J'ai essayé de montrer, pourtant, que les ventes au sud de la frontière sont pour nous une possibilité de réaliser des profits, de contribuer à maintenir les tarifs à un bas niveau au Canada. C'est le principe sur lequel se fonde la plupart des provinces exportatrices. Voulez-vous commenter ce point-là, Hans?

Mr. Hans Konow (directeur, affaires publiques, Association canadienne de l'électricité): On se méprend quelque peu, à mon avis, sur la manière dont les services d'électricité ont atteint ces ratios d'endettement qui semblent très élevés et qui sont communs aux États-Unis et au Canada. Par exemple, je signale que la Bonneville Power Authority a un ratio d'endettement de 100 p. 100.

On a admis le principe que, quelle que soit la solution optimale sur le plan économique, les clients devraient payer uniquement les services dont ils profitent. On a donc jugé qu'en écartant ces installations nouvelles de la base tarifaire et en les payant par des emprunts, on obtiendrait le moyen le plus équitable de répartir le coût du réseau des centrales électriques.

Ce n'est peut-être pas l'approche la moins coûteuse, mais, au moins, on paie uniquement ce qu'on utilise. C'est en se fondant sur ce principe qu'on a déterminé à quel moment l'actif devait être incorporé à la base tarifaire.

[Text]

I think the performance of the industry really speaks for itself. If you look internationally, there is no question Canadian rates are as favourable as you will find anywhere. Therefore, we can speak to a successful track record.

The assets we have in place differentiate the kind of debt that utilities have from that which the provincial governments have. Provincial government debt and federal government debt, for that matter, rest on the ability of the governments in question to tax their people. Our debt rests solely on the revenues we derive from sales and asset values.

There is no doubt, for instance, that if push came to shove, we could sell James Bay to our American debtholders and they would be delighted to take it off our hands. So there is a bricks-and-mortar kind of asset that has fundamental value. I think that should make us a little cautious about easy comparisons between one type of debt and another.

Mr. MacLellan: You mentioned Bonneville Power and B.C. Hydro. What exactly is the nature of the dispute there? I have never really had a grasp on it myself. I am taking advantage of your presence here to tell me.

Mr. Read: I guess the biggest dispute is that the market for Canadian electricity is in California, and the source is in British Columbia. In order to reach California by the technologies we have to date, we have to build transmission lines, or piggyback on top of existing transmission lines, if there is any spare capacity in them to get to the marketplace. In doing that, you have to deal with Bonneville Power, which is in the northern state of Washington.

They have not been all that receptive—as in some places in Canada we are not very receptive—to other people wielding power through their system to reach another market they are already feeding into and might want to develop further resources to supply.

The other complication is that we are dealing with hydro-electricity over there, and hydro-electricity is highly dependent on water flows, which, as some of you know, have not been too good in the west lately. So when Bonneville Power cannot supply that market, B.C. Hydro does not have the energy to put through there either.

When Bonneville Power has lots of water and wants to feed that market, B.C. Hydro has lots of water and wants to come through their system. So it is that type of problem.

• 1700

I think it has been addressed in the trade agreement. There is some specific language in there that there should

[Translation]

A mon avis, le secteur s'est bien comporté. Il n'est pas douteux que les tarifs canadiens se comparent favorablement à ceux de n'importe quel autre pays. On peut donc à bon droit parler d'une excellente performance.

Ce qui fait la différence entre la dette des services d'électricité et celle des gouvernements provinciaux, c'est l'actif que nous possédons. D'ailleurs, la dette des gouvernements provinciaux et fédéral repose sur l'aptitude des gouvernements en question à frapper d'impôt leur population. Notre dette repose uniquement sur les recettes que nous obtenons des ventes et sur la valeur de l'actif.

Il n'est pas douteux, par exemple, que, à la limite, nous pourrions vendre la baie James à nos créanciers américains, qui seraient enchantés de nous en défaire. Il y a donc là un actif matériel d'une valeur fondamentale. A mon sens, cela devrait nous encourager à la prudence lorsque nous voulons comparer divers types de dettes.

M. MacLellan: Vous avez parlé de Bonneville Power et de B. C. Hydro. Quelle est exactement la nature du différend qui les oppose? Je n'ai jamais très bien compris cela. Je profite de votre présence pour vous prier de me l'expliquer.

M. Read: La base du différend provient de ce que le marché de l'électricité canadienne est en Californie et que la source est située en Colombie-Britannique. Pour atteindre la Californie selon les techniques que nous possédons à l'heure actuelle, il nous faut mettre en place des lignes de transmission ou faire une utilisation conjointe des lignes de transmission existantes, si celles-ci ont une capacité excédentaire qui nous permet de rejoindre le marché. Pour cela, il faut transiger avec Bonneville Power, qui dessert l'État de Washington.

Bonneville ne s'est pas montrée très accueillante—comme, à certains endroits, au Canada nous ne sommes pas non plus très accueillants—à l'égard de quelqu'un d'autre qui transmet de l'électricité dans son réseau pour atteindre un autre marché que le service américain alimente déjà et qu'il pourrait vouloir alimenter davantage en exploitant des ressources additionnelles.

L'autre ennui, c'est qu'il s'agit d'une électricité hydraulique. Or l'hydro-électricité dépend beaucoup des écoulements d'eau qui, comme vous le savez sans doute, ont été plutôt faibles dans l'Ouest ces derniers temps. Ainsi, lorsque Bonneville Power ne peut pas alimenter ce marché, B.C. Hydro ne possède pas non plus l'énergie à transmettre.

Lorsque Bonneville Power possède beaucoup d'eau et désire alimenter ce marché, B.C. Hydro possède aussi beaucoup d'eau et veut emprunter le réseau de l'autre. Voilà le problème.

Je crois qu'il en est question dans l'accord commercial. Il y est précisé que les deux services devraient avoir

[Texte]

be some opportunity for the two companies to work together to reach markets outside any particular area.

Mr. MacLellan: There is always also the problem of Prince Edward Island and the way they get their power from New Brunswick, which gets it from Quebec. There is talk of a direct link to Prince Edward Island. Presumably that is being studied in conjunction with a permanent crossing. I do not know, but as I understand it there is talk that Quebec is going to put in a link to the Îles-de-la-Madeleine. Would there be any feasibility of extending that from the Îles-de-la-Madeleine to Prince Edward Island?

Mr. Read: Yes, I think that is being studied. The thing that disturbs me about all of that is that we are choosing less economic ways of reaching some people than if we were able to make the arrangements between provinces. But as long as we have provincial systems, and as long as electricity is treated as being owned in one province, then that is the problem we are stuck with.

Mr. MacLellan: It is a problem, I agree.

Mr. Read: But it is a shame that this should drive you to do something that is probably a less economic way of doing it. But that is our country.

The Chairman: Let me take it a bit further, though, to the interprovincial grid system and how it could be improved on. This is because the power is under the jurisdiction of that particular province. Once it sells it, it becomes the property of that particular province. As we move into free trade and we are supposed to drop our tariffs and barriers, we have more problems here in Canada. Do you have that magic solution?

Mr. Read: We have the same problem as beer has between the provinces.

The Chairman: Territory.

Mr. Read: That is tough, because we are all big drinkers. Whether that is right or wrong, that is the system as we have it. I still think the utilities can work together and resolve those problems. I think that is the Canadian way we have done things. Hopefully it will work out in the Maritimes and the Atlantic provinces.

The Chairman: Is that your job?

Mr. Read: It is not part of the association's job. I guess I am reaching into personal feelings now. The association generally deals with matters of concern for all our utilities where there is a reasonable consensus on how they operate. There is not always consensus on every issue and we do not normally get into matters that are the province of one utility or another. We try to help out in the area of interfacing with the federal government, though, because that usually reaches across the whole country.

[Traduction]

l'occasion de travailler ensemble pour atteindre des marchés situés à l'extérieur d'une région particulière.

M. MacLellan: Il y a aussi le problème de l'Île-du-Prince-Édouard, qui obtient son électricité du Nouveau-Brunswick, lequel l'obtient du Québec. Il est question d'un lien direct avec l'Île-du-Prince-Édouard. Cette possibilité est sans doute examinée conjointement avec celle d'un lien de transport permanent. Je crois savoir qu'on parle de la possibilité que le Québec établisse un lien avec les îles de la Madeleine. Serait-il possible d'étendre ce lien des îles de la Madeleine à l'Île du Prince-Édouard?

M. Read: Oui, je crois que c'est à l'étude. Ce que je trouve ennuyeux dans tout cela, c'est que nous choisissons des moyens moins économiques d'atteindre certaines personnes que si nous pouvions faire des arrangements entre provinces; du moment que nous possédons des réseaux provinciaux et que l'électricité est considérée comme appartenant à une province donnée, ce problème continue de se poser à nous.

M. MacLellan: C'est un problème, j'en conviens.

M. Read: Mais il est malheureux que cela nous amène à adopter des solutions moins économiques. Mais notre pays est fait comme cela.

La présidente: Allons un peu plus loin: parlons du réseau interprovincial et des moyens de l'améliorer. C'est que l'énergie relève d'une province donnée. Après qu'elle a été vendue, elle devient la propriété de cette autre province. Au fur et à mesure que l'échange se libéralise et que nous sommes censés mettre fin à nos tarifs et à nos entraves, nous connaissons davantage de problèmes ici au Canada. Avez-vous la solution magique à cela?

M. Read: C'est le même problème que celui de la bière entre les provinces.

La présidente: C'est une question de territoire.

M. Read: Dommage, car nous aimons tous boire. Bon ou mauvais, c'est le système que nous avons. Je persiste à croire que les services d'électricité peuvent collaborer en vue de la solution de ces problèmes. C'est ainsi que nous avons toujours fait au Canada. Espérons que cela pourra fonctionner dans les Maritimes et dans les provinces de l'Atlantique.

La présidente: Est-ce là votre travail?

M. Read: Cela ne fait pas partie du travail de l'Association. C'était là une opinion personnelle. L'Association s'occupe, en général, des questions qui intéressent tous nos services d'électricité lorsqu'il existe une unanimité raisonnable sur la façon de faire les choses. L'unanimité ne se réalise pas pour chaque question et, habituellement, nous n'abordons pas les questions qui relèvent d'un service particulier. Nous essayons toutefois de fournir une aide dans le domaine des relations avec le gouvernement fédéral car les problèmes en question intéressent habituellement tout le pays.

[Text]

Mr. Gagnon: Can you tell me if the American investor-owned utilities pay corporation tax?

Mr. Read: Yes, I would expect so.

Mr. Gagnon: Do the American publicly owned utilities pay corporation tax?

Mr. Read: I do not think so, but I stand to be corrected on that. Normally they would not. They are like a Crown corporation in this country.

Mr. Konow: One of the major differences in the United States of course is that they have access to tax-free bonds for revenue raising. It makes a very substantial difference to their costs of operation.

When you look at the taxation question, I would suggest, for instance, you ask Ontario Hydro when you see them tomorrow. . . I believe they have done some analysis of what the effect on Ontario Hydro would be if they were taxed at prevailing rates but could take advantage of normal corporate write-offs. Certainly the figure I saw was perhaps several hundred million dollars. It was relatively very small, compared with what one might expect.

The Chairman: Mr. Read, when we were in Montreal last week at Energy Options, at one of the seminars there was the suggestion of taxing power commissions. I am not sure you were in the same seminar as I was. It was a no-go politically.

• 1705

Mr. Read: It depends on who you are saying is going to do the taxing. It is a provincial resource and a provincial Crown corporation and I do not know how the authorities run if the federal government, for instance, wanted to put a tax on electricity in those provinces.

I guess as long as the provincial utilities are serving as somewhat of an economic arm for the provinces, I cannot see the sense of taxing that because it has to be passed right on to the ratepayer in increased rates. And then you take that tax money in whatever authority it is, provincial or federal, and you say you are going to redistribute that for some other reason, build a hospital, or a highway, or establish an environmental fund or whatever you want to use it for. The only sense that would make would be if they said they do not really care if the rates go higher; it is not going to impact upon whether this industry stays in Ontario or not and we want that money in; it is another taxation avenue and we think we are responding to the people's requirements.

I have a problem with that because it is doing such an efficient job now. By not having that in the rate, you are passing that benefit directly to the person paying the bill.

[Translation]

M. Gagnon: Pouvez-vous me dire si les services d'électricité qui appartiennent à des investisseurs américains paient l'impôt des corporations?

M. Read: Oui, j'imagine qu'elles le paient.

M. Gagnon: Les services publics américains paient-ils l'impôt des sociétés?

M. Read: Je ne le crois pas, mais je n'en suis pas certaine. Théoriquement, elles ne devraient pas en payer. Elles sont analogues aux sociétés de la Couronne de notre pays.

M. Konow: Ce qu'il y a de différent, surtout, aux États-Unis, c'est bien sûr que les sociétés peuvent recourir à des obligations exemptes d'impôt pour augmenter leurs revenus. Cela modifie considérablement leurs frais de fonctionnement.

Pour ce qui est de la question de l'imposition, je vous suggère de poser cette question à l'Hydro Ontario demain. Je pense que cette entreprise a analysé l'effet éventuel que produirait sur elle l'imposition au taux courant à condition qu'elle puisse profiter des déductions dont jouissent normalement les sociétés. Il s'agirait de plusieurs centaines de millions de dollars, c'est-à-dire assez peu et beaucoup moins qu'on aurait cru.

La présidente: Monsieur Read, à un des colloques sur les options énergétiques qui ont eu lieu à Montréal la semaine dernière, quelqu'un a suggéré de frapper d'impôt les commissions énergétiques. Vous n'avez peut-être pas assisté aux mêmes colloques que moi. On a dit que c'était impensable au point de vue politique.

M. Read: Cela dépend de l'auteur de l'imposition. Il s'agit d'une ressource provinciale et d'une société de la Couronne provinciale et je me demande comment réagiraient les autorités si le gouvernement fédéral, par exemple, voulait frapper l'électricité d'un impôt dans ces provinces.

Tant que les services d'électricité provinciaux joueront le rôle d'un auxiliaire économique pour la province, je ne vois pas à quoi servirait de les frapper d'un impôt, puisque celui-ci serait transféré directement aux clients sous la forme de tarifs plus élevés. D'ailleurs, vous prendriez ces recettes fiscales à l'autorité compétente quelle qu'elle soit, provinciale ou fédérale, pour le redistribuer à une autre fin, construction d'un hôpital ou d'une route, création d'un fonds pour l'environnement, que sais-je. La seule façon sensée de procéder serait de ne pas se soucier que les tarifs augmentent; ce n'est pas ce qui va décider que l'industrie demeure ou non en Ontario. Et l'on a besoin de cet argent; c'est un autre moyen d'imposition et les autorités auraient le sentiment de répondre aux besoins de la population.

J'hésiterais à adopter cette solution car la méthode actuelle est fort efficace. Puisque ce n'est pas incorporé, c'est un avantage qui passe directement aux clients.

[Texte]

The Chairman: I think some of the people who were there representing the various power companies said that regional development played a very, very major role. Regional development, whether it was the James Bay project or building the Bruce Peninsula, was certainly used as economic development.

Mr. Gagnon: I would make the other case, gentlemen, that it is a situation where, first, you are asking for efficiency in the system. If you are looking for an efficiency of systems, they have to be on a level playing field; and in the case of natural gas vs. electricity, electricity does not pay any corporation taxes. It therefore has an unfair advantage.

The second point I would make is that it costs money to run this country. It costs money to have a defence force and to have medicare, to take two examples. The hydrocarbon industry and the hydrocarbon transportation industry pays its fair share and electrical utilities do not. Consequently, I think that anybody who is being supported by an energy manufacturer other than electrical is subsidizing the electrical manufacturers.

The Chairman: The level playing field was brought up time and time again and I think it was alternate energy, such as the biomass, the solar, the wind, that were stressing exactly what you are saying.

Mr. Johnson: Mr. Read, could you just give us an idea of how demand power rates apply, why companies have to pay a demand rate as opposed to, say, domestic housing and so on?

Mr. Read: I think what you may be referring to is that some utilities—I guess a lot of them—have a demand component and an energy component. That demand component is quite high for somebody who is operating a small industry for part of the year and the rest of the year he still has to pay a big electricity bill even though he is not using energy. That is a design of a rate that in this country has come from the fact that we have facilities like hydro-electric and so on that, once the cost is in there, have to be paid for. It is not fuel-dependent like an oil plant would be or a coal plant. It is very heavily costed on the front end. As a consequence, utilities designed rates so that they got a fair amount of money on the front end in their demand rate, and that has a complication for some of these small industries that only work part-time.

That is why it is done, but I am sure electricity rates and their structures are being reviewed all across this country, as they are every year, as to how they should go and whether this is the right way for them to be at any particular time.

[Traduction]

La présidente: Quelques-uns des représentants des compagnies d'électricité estimaient que le développement régional était extrêmement important. Le développement régional, qu'il s'agisse du projet de la Baie James ou des travaux réalisés dans la péninsule Bruce, a certes servi au développement économique.

M. Gagnon: Messieurs, j'aimerais adopter l'autre point de vue, c'est-à-dire qu'il s'agit d'une situation où, tout d'abord, il faut rechercher l'efficacité du système. Si l'on veut que les réseaux soient efficaces, il faut que les règles du jeu soient efficaces; et, dans le cas du gaz naturel par opposition à l'électricité, celle-ci ne paie pas l'impôt des sociétés. Elle possède donc un avantage indu.

Mon deuxième point, c'est qu'il en coûte cher pour gouverner le pays. La défense et l'assurance-santé, pour prendre deux exemples, coûtent cher. L'industrie du pétrole et l'industrie du transport des produits pétroliers paient leur juste part alors que les services d'électricité ne le font pas. Par conséquent, à mon avis, quiconque est appuyé par une source d'énergie autre que l'électricité subventionne les créateurs d'électricité.

La présidente: On a parlé à maintes reprises des mêmes règles du jeu. Ceux qui préconisent les nouvelles sources d'énergie telles que la biomasse, l'énergie solaire, l'énergie éolienne parlaient exactement comme vous.

M. Johnson: Monsieur Read, pourriez-vous nous donner une idée du fonctionnement des tarifs d'électricité fondés sur la demande? Pourquoi les entreprises doivent-elles payer un tarif d'après la demande par opposition, par exemple, au tarif résidentiel?

M. Read: Vous faites sans doute allusion au fait que certains services d'électricité—et même beaucoup d'entre eux—utilisent un élément fondé sur la demande et un élément énergétique. L'élément fondé sur la demande coûte passablement cher pour quelqu'un qui exploite une petite industrie pendant une partie de l'année; le reste de l'année, il doit continuer de payer une grosse facture d'électricité bien qu'il n'utilise pas alors d'énergie. Dans notre pays, cette tarification vient de ce que, pour l'hydro-électricité et le reste, nous possédons des installations qu'il faut payer après qu'elles ont été mises en place. Cela ne dépend pas du combustible, contrairement à ce qui se passe dans le cas d'une centrale au pétrole ou au charbon. Les frais de mise en place sont énormes. C'est pourquoi les services d'électricité ont conçu des tarifs permettant de recueillir passablement d'argent dès le début. C'est ainsi qu'est né le tarif fondé sur la demande, qui complice les choses pour les petites industries fonctionnant à temps partiel.

Voilà les raisons de cet état de chose, mais les tarifs et les structures tarifaires de l'électricité font l'objet d'une révision annuelle dans tout le pays; on décide ainsi de l'orientation qui est souhaitable à chaque conjoncture.

[Text]

[Translation]

• 1710

Mr. Johnson: The reason I asked is because so many small companies complain about the fact that they have this demand rate. Maybe once in the year they might use that amount of power and then they have that rate throughout the year. A lot of them say it somewhat curtails their operation because of the high cost.

The other thing, what can you tell us about the undertaking that Nordco has now on Ramea Island? I think they are going to try to produce electricity by wave movements. Do you know anything about that particular operation?

Mr. Read: Not that specific one and I am not sure what the contract is, but I know that wave energy is one of the alternative sources that people are looking at from time to time and I take it that Nordco is doing it sort of in the research area rather than the final proof stage.

There are designs like big wooden rafts that, when they move up and down, generate a little bit of electricity. That is the thing that is being looked at.

Mr. MacLellan: I just wanted to find out about a situation in Newfoundland where you were saying they are going to be short of electricity in the 1990s. Where does the electricity for the island come from now, Mr. Read, where is it generated?

Mr. Read: There are several hydro-electric plants on the island and about 85% of their energy now is generated hydro-electrically as compared with 67% across Canada. They have an oil-fired station at Holyrood that has three large units in it. It is of course dependent on the price of oil. Right now I think they are smiling because the price is down but it has been rough previously. We do not know where that will be in the future. But that is the source of power for the island.

What they have looked at is getting a transmission line across to Labrador and accessing some of the recall energy up there as a future alternative. They have looked at coal and one of the problems with that is not so much... well, it is the cost of coal, but it is also getting enough accessibility. You might think there is a lot of good flat land in Newfoundland right close to the water but there are not that many sites. You need a fairly large site to house a coal-fired plant and for the storage of the fuel.

They have the option of expanding on oil at that plant, which will get them through another three or four years, but at the risk of oil prices. I guess the nuclear option has been a problem with regard to the size of the unit. A 600-megawatt unit on the Newfoundland system would just wreck it when it tripped off, if it did trip off, or had to come out of service. So you are almost talking about

M. Johnson: Si je vous ai posé cette question, c'est que beaucoup de petites entreprises se plaignent du tarif fondé sur la demande. Il peut arriver qu'elles se servent de cette quantité d'électricité une fois par année seulement, après quoi elles doivent subir ce tarif toute l'année. Beaucoup trouvent que ce coût élevé nuit quelque peu à leur fonctionnement.

Autre chose: que pouvez-vous nous dire au sujet de l'initiative prise par Nordco à l'île Ramea? Il s'agit, je pense, de produire de l'électricité à partir de l'énergie marémotrice. Êtes-vous au courant de cette initiative?

M. Read: Pas de celle-là en particulier et je ne sais pas ce que contient le contrat, mais je sais que l'énergie marémotrice est une des sources nouvelles d'énergie que l'on examine de temps à autre et je crois savoir que l'activité de Norco intéresse la recherche plutôt qu'une mise à l'essai définitive.

On construit, par exemple, de grands radeaux de bois qui, dans leurs mouvements de montée et de descente, créent un peu d'électricité. C'est cela qu'on étudie.

M. MacLellan: J'aimerais en savoir plus long au sujet de Terre-Neuve, où vous dites qu'une pénurie d'électricité se produira durant les années 1990. D'où vient l'électricité de l'île à l'heure actuelle, monsieur Read, et où sont les centrales?

M. Read: Il existe plusieurs centrales hydro-électriques sur l'île, dont 85 p. 100 de l'énergie, environ, est actuellement hydro-électrique, comparativement à 67 p. 100 pour l'ensemble du Canada. Il existe à Holyrood une centrale à combustion de pétrole qui compte trois grandes unités. Elle dépend évidemment du prix du pétrole. À l'heure actuelle tout va bien puisque les prix sont bas, mais les choses ont été difficiles dans le passé. Nous ne savons pas ce que réserve l'avenir. Mais voilà quelle est la source de l'électricité de l'île.

On a envisagé de mettre en place une ligne de transmission à partir du Labrador et d'obtenir une partie de l'énergie excédentaire de cette région comme solution de remplacement futur. On a envisagé l'utilisation du charbon, mais outre le coût de celui-ci, il y a la question de l'accessibilité. On pourrait croire qu'il existe à Terre-Neuve beaucoup de terrains plats situés au bord de la mer, mais il n'y en a pas tellement. Il faut un emplacement assez étendu pour loger une centrale à combustion de pétrole et pour l'entreposage du combustible.

Une des options qui se présentent est celle d'agrandir la centrale à combustion de pétrole, qui retarderait l'échéance de trois ou quatre ans, mais qui se fonderait sur les prix incertains du pétrole. L'option nucléaire constitue un problème eu égard à la taille de l'unité. Une unité de 600 megawatts détruirait le réseau si jamais elle tombait en panne ou qu'il faille la déconnecter. Il faut

[Texte]

600 with a back-up of 600 and then the economics go crazy.

Whether the 300-megawatt unit, which has not been built yet by AECL, would be an alternative and what the price of that would be, I am not sure. I know they went down there and talked to them about it but I was not a member.

Mr. MacLellan: The cable is not economically viable for you.

Mr. Read: It is if we bring 800 megawatts in, which is a large piece. But you do have to bring 600 to 800 megawatts in and they do not have access to that because all of the power sale from Churchill Falls is into Quebec and there is only a 300-megawatt recall for Labrador, of which they are using 150 now in Labrador. The other big sites downstream, which are the most economic sites, are very large for Newfoundland's system but are probably some of the cheapest. I would say it is the cheapest site in North America, if in fact it could be fully developed and sold.

The problem with the site downstream is that you have to do it all. You cannot do a part of it and part later. You would have to use all the water that is coming down so you would have to develop the full 1,400 megawatts at Gull Island and that requires a bigger system to feed it into. So some of it has to go into the Quebec system and a piece to Newfoundland.

Mr. MacLellan: Thank you.

• 1715

The Chairman: I would just like to hear that again. You are saying that to make it cost effective you would have to push 800 megawatts through, and the island cannot absorb that. Then why is it feasible to do a cable into P.E.I.?

Mr. MacLellan: Because you would be extending it from the ... through the Magdalen Islands. You would not—

Mr. Read: It would be a much smaller cable and it is in a different situation. Not only do you have to have the cable, but you are 1,100 kilometres away from the market. The load is in around St. John's and the strait is up here. It is a long transmission line.

Mr. Johnson: To bring a cable across the Strait of Belle Isle, you see you have icebergs scouring, so the tunnel would have to be built in order to get away from that. ... you would have to have a tunnel underneath the Strait of Belle Isle that separates Labrador from Newfoundland. The island, of course—

The Chairman: How close is that, Morrissey?

[Traduction]

donc envisager la mise en place de 600 megawatts et de 600 autres megawatts comme ressource d'urgence, ce qui devient impensable au point de vue économique.

Serait-il possible de mettre en place l'unité de 300 megawatts, qui n'a pas encore été construite par l'EACL? Quel en serait le prix? Je n'en sais rien. Je sais qu'il y a eu des rencontres à ce sujet, mais je n'y étais pas présent.

M. MacLellan: Le câble ne serait pas économiquement viable?

M. Read: Il le serait s'il transportait 800 megawatts, mais c'est beaucoup. Il faut pourtant obtenir de 600 à 800 megawatts, auxquels on n'a pas accès puisque toute l'électricité de Churchill Falls est vendue au Québec et qu'il n'y a que 300 megawatts de réservés pour le Labrador, dont 150 sont actuellement utilisés. Les autres grands emplacements situés en aval et qui sont les emplacements les plus économiques sont énormes pour le réseau de Terre-Neuve mais sont sans doute parmi les moins chers. A mon sens, ce serait l'emplacement le moins cher de l'Amérique du Nord s'il pouvait effectivement être développé et vendu intégralement.

Le problème, en ce qui concerne l'emplacement situé en aval, c'est qu'il faut l'aménager entièrement. On ne peut pas en faire une partie maintenant et le reste plus tard. Il faut utiliser toute l'eau qui descend. Il faudrait donc développer intégralement les 1,400 megawatts de Gull Island et cela nécessite un plus grand réseau qui puisse être alimenté. Une partie devrait donc aller au réseau du Québec et une autre partie à Terre-Neuve.

M. MacLellan: Merci.

La présidente: Voulez-vous répéter, s'il vous plaît? Pour que cela soit rentable, il faudrait transmettre 800 mégawatts, que l'île ne peut pas absorber? Mais, comment se fait-il qu'un câble pour l'Île-du-Prince-Édouard soit rentable?

M. MacLellan: Parce qu'on le prolongerait à partir des Îles-de-la-Madeleine.

M. Read: Ce serait un câble beaucoup plus petit et la situation est bien différente. Non seulement faut-il le câble, mais on se trouve à 1,100 kilomètres du marché. La consommation se fait autour de St. John's et le détroit se trouve de l'autre côté de l'Île. C'est une longue ligne de transmission.

M. Johnson: Pour jeter un câble à travers le détroit de Belle-Isle, dont le fond est racle par les icebergs, il faut un tunnel. Il faut un tunnel sous le détroit de Belle-Isle qui sépare le Labrador de Terre-Neuve.

La présidente: Sur quelle largeur, Morrissey?

[Text]

Mr. Johnson: I think the closest point is about nine miles. In fact, back in 1975 they started to dig a tunnel on both sides, on the island and on the mainland side, but for some reason or other it was never continued.

Mr. Read: It was my understanding that the island is floating towards the mainland at the rate of three inches a year, so if they wait long enough they will not have a problem.

Mr. Johnson: I should not have to ask you this actually, but I do not know. Grand Falls used to produce their own power. Is that hooked into the grid now right across?

Mr. Read: Yes.

Mr. Johnson: But Deer Lake was 50 cycles, so is there any way that they have matched that up, or does—

Mr. Read: Yes, in 1964 when we built Bay d'Espoir, we put frequency converters at Deer Lake, or at Corner Brook, really, and at Grand Falls. Since that time they have converted part of the Deer Lake plant to 60 cycles.

Mr. MacLellan: What are the needs of Newfoundland? How many megawatts does the island use?

Mr. Read: It has roughly the same needs as Nova Scotia, 1500 megawatts installed capacity, and that is about what they are using. I am not talking about kilowatt hours but six billion kilowatt hours, I think.

Mr. Johnson: You see a lot of communities had private-investor-owned electricity, and then the Newfoundland and Labrador Hydro... all the companies amalgamated into Newfoundland Light and Power and now they buy power from Newfoundland Hydro but they just distribute.

The Chairman: Mr. Read, did your association, the Canadian Electrical Association, lobby the federal government during the passage of the Nuclear Liability Act, or did your association play any part in it?

Mr. Read: I did not. I do not know, did we?

Mr. Konow: When was that passed?

The Chairman: In 1972-73, I think it was, the early seventies.

Mr. Konow: I am afraid neither of us was involved with the association then. I really do not know.

Mr. Read: I doubt very much if we would, because normally you would rely on the Canadian Nuclear Association, I guess, at that time.

[Translation]

M. Johnson: Je crois que la partie la plus étroite mesure environ neuf milles. En 1975 on a même commencé à creuser un tunnel des deux côtés, dans l'île et sur la terre ferme, mais, pour une raison quelconque, les travaux ont été abandonnés.

M. Read: On dit que l'île dérive vers la terre ferme à un rythme de trois pouces par année. Si l'on attend suffisamment, il n'y aura plus de problème.

M. Johnson: Je devrais savoir la réponse, mais voici ma question. Grand Falls avait coutume de produire sa propre électricité. Celle-ci est-elle maintenant liée à l'ensemble du réseau?

M. Read: Oui.

M. Johnson: Mais Deer Lake fonctionnait sur 50 cycles. Existe-t-il un moyen de faire le lien?

M. Read: En 1964, lorsque nous avons construit la centrale de Baie d'Espoir, nous avons installé des convertisseurs à Deer Lake, à Corner Brook, plus précisément et à Grand Falls. Depuis lors, une partie de la centrale de Deer Lake a été convertie au régime de 60 cycles.

M. MacLellan: Quels sont les besoins de Terre-Neuve? Combien de mégawatts l'île utilise-t-elle?

M. Read: Les besoins sont à peu près les mêmes que ceux de la Nouvelle-Écosse, soit 1,500 mégawatts de capacité installés et c'est à peu près ce qu'on utilise. En kilowatts-heure, c'est six milliards, je crois.

M. Johnson: Voyez-vous, beaucoup de collectivités consommaient de l'électricité appartenant à des investisseurs privés. Il y avait aussi la New Foundland and Labrador Hydro. Toutes les sociétés se sont fusionnées pour devenir la New Foundland Light and Power et elles achètent maintenant l'électricité de New Foundland Hydro et se contentent de la distribuer.

La présidente: Monsieur Read, votre association, l'Association canadienne de l'électricité a-t-elle exercé des pressions sur le gouvernement fédéral au cours de l'adoption de la Loi sur la responsabilité nucléaire ou encore votre association a-t-elle joué un rôle dans cette affaire?

M. Read: Je n'en ai joué aucun, quant à moi. Je ne sais pas. Y avons-nous participé?

M. Konow: À quel moment cette loi a-t-elle été adoptée?

La présidente: Il me semble que c'était en 1972-1973. En tout cas, au début des années 70.

M. Konow: Malheureusement, nous ne faisons partie ni l'un ni l'autre de l'association à ce moment-là. Je ne sais vraiment pas.

M. Read: J'en doute fort, car on se serait normalement appuyé sur l'Association nucléaire canadienne, me semble-t-il, à ce moment-là.

[Texte]

The Chairman: Would you think the limit of \$75 million in public liability is adequate today? Or perhaps these are questions to Ontario Hydro.

Mr. Read: They would have a better feel for them. When you get into liability, I really cannot guess at it.

The Chairman: Talking about security of supply in energies in general, electricity specifically, do you not feel we will certainly have to drop these inter-provincial barriers and start perhaps selling electricity east and west, rather than south of the border?

Mr. Read: For security of supply?

The Chairman: We all talk of security of supply, and the impression I get is that a lot of the generating stations are built in order to export power. What about selling province-to-province, and what is the grid system, can it be improved upon?

Mr. Read: I do not think there is any utility, with probably the exception of New Brunswick Electric Power Commission, which built Coleson Cove or a part of Coleson Cove specifically for export. I do not think there has been anybody else that built a plant specifically for export. I do not think anybody else has built a plant specifically for export. They built it and used the export market where it was feasible to earn money to have that plant in place when their own citizens required it. There has been some talk of building a future plant for export, but I do not know if it will come about.

• 1720

The Chairman: Recently Quebec was turned down by the National Energy Board because they did not offer their power to other provinces prior to trying to obtain an export licence. Perhaps that is where I was misled; perhaps they were building it for export only.

Mr. Read: I believe if the utilities were left to co-operate, eventually they would co-operate and solve a lot of the concern about inter-provincial trade.

Mr. Johnson: Perhaps it is not a fair question, but we hear so much about the Newfoundland and Quebec dispute over transmission lines. In my opinion the development of Upper Churchill would never have been feasible if... They had had a customer for their power, but it is unfortunate the contract was for 65 years with no opening clause. Do you think we are reaching any kind of solution to it?

[Traduction]

La présidente: La limite de la responsabilité publique, soit 75 millions de dollars, vous semble-t-elle suffisante aujourd'hui? Mais peut-être ces questions-là devraient-elles être adressées à Hydro-Ontario.

M. Read: Celle-ci serait plus à l'aise dans ce domaine. Je n'ai vraiment pas d'opinion sur la responsabilité publique.

La présidente: Au sujet de la sécurité de l'approvisionnement énergétique en général, en électricité tout spécialement, êtes-vous d'avis qu'il nous faudra lever ces obstacles inter-provinciaux et commencer à vendre de l'électricité vers l'est et vers l'ouest plutôt qu'au sud de la frontière?

M. Read: Au point de vue de la sécurité de l'approvisionnement?

La présidente: On parle beaucoup de sécurité de l'approvisionnement et j'ai l'impression que beaucoup de centrales sont construites à des fins d'exportation. Qu'en est-il des ventes entre provinces? Qu'est-ce que le réseau d'interconnexion? Est-il possible de l'améliorer?

M. Read: Je pense qu'aucun service d'électricité n'a érigé des centrales expressément pour l'exportation, à l'exception, peut-être, de l'Hydro du Nouveau-Brunswick, qui a construit la centrale de Coleson Cove, ou une partie de cette centrale, expressément pour l'exportation. D'après moi, personne d'autre n'a érigé une centrale expressément pour l'exportation. À mon avis, personne d'autre n'a construit une centrale expressément pour l'exportation. Certains services ont construit des centrales et ont utilisé le marché de l'exportation lorsque c'était rentable pour obtenir des recettes et pouvoir compter sur la présence de cette centrale lorsque leurs citoyens en auraient besoin. On a parlé de construire une centrale future pour l'exportation, mais je ne sais pas si le projet se réalisera.

La présidente: Une demande du Québec a été rejetée récemment par l'Office national de l'énergie parce que la province n'avait pas offert son énergie à d'autres provinces avant de demander un permis d'exportation. C'est peut-être ce qui m'a induit en erreur; j'ai pensé qu'elle la construisait pour l'exportation seulement.

M. Read: À mon sens, si les services d'électricité étaient autorisés à collaborer entre eux, ils le feraient et en viendraient à régler une grande partie du problème du commerce interprovincial.

M. Johnson: Ce n'est peut-être pas une question bien honnête, mais voici. Nous entendons beaucoup parler du différend entre Terre-Neuve et le Québec au sujet des lignes de transmission. D'après moi, l'aménagement du Haut Churchill n'aurait jamais été rentable s'il n'y avait pas eu un client tout prêt à acheter cette énergie, mais il est malheureux que le contrat ait été d'une durée de 65 ans, sans dispositif de révision. Croyez-vous qu'une solution de ce problème est proche?

[Text]

Mr. Read: I am not a party to anything going on now and have not been for two and a half years. I hope we will get there when the window becomes available to us again. It is a very difficult situation, but an important one for Canadians. We only joined this thing in 1949. We may even pull out. There were never any separatists stronger than we were, but we are in now and I think we will stay.

Mr. Johnson: Sometimes there is information we do not have access to. I know it is a sore point with a lot of people.

The Chairman: Mr. Read and Mr. Konow, thank you very much on behalf of the committee. We thoroughly enjoyed your presentation.

The next meeting will be tomorrow afternoon at 3.30 p.m. in room 307 West Block with the witnesses from Ontario Hydro.

The meeting is adjourned to the call of the Chair.

[Translation]

M. Read: Je ne participe pas aux pourparlers actuels et je ne l'ai pas fait depuis deux ans et demi. J'espère que le problème pourra se régler lorsque la possibilité s'en présentera de nouveau. C'est une situation très difficile, mais qui est importante pour les Canadiens. Nous nous sommes joints au reste du pays en 1949 seulement. Nous pourrions même nous en retirer. Personne n'a jamais été plus séparatiste que nous, mais nous y sommes maintenant et je crois que nous allons y rester.

M. Johnson: Il existe parfois des renseignements auxquels nous n'avons pas accès. Je sais que beaucoup de gens trouvent cela pénible.

La présidente: Monsieur Read et monsieur Konow, merci beaucoup au nom du Comité. Nous avons beaucoup aimé votre exposé.

La prochaine réunion aura lieu demain après-midi à 15h30, à la salle 307 de l'Édifice de l'Ouest et nous aurons comme témoin l'Hydro-Ontario.

Le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the Canadian Electrical Association:

Wallace Read, President;

Hans Konow, Director, Public Affairs.

TÉMOINS

De l'Association canadienne de l'électricité:

Wallace Read, président;

Hans Konow, directeur, Affaires publiques.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 38

Wednesday, December 16, 1987

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 38

Le mercredi 16 décembre 1987

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

Energy, Mines and Resources

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Pursuant to Standing Order 96(2), matters relating to the Department of Energy, Mines and Resources, specifically the economics of nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, questions relatives au ministère de l'Énergie, Mines et Ressources, spécialement l'économie de la puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Ellen Savage

Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité

Ellen Savage

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Votes and Proceedings of the House of Commons:

"The following papers having been deposited with the Clerk of the House were laid upon the Table pursuant to Standing Order 67(1), namely:

By Mr. Lewis, a Member of the Queen's Privy Council,—Copies of Orders in Council (English and French) pursuant to Standing Order 103(1) approving certain appointments made by the Governor General in Council as follows:

10/09/87

P.C. 1987-1117—Maurice E. Taschereau and Gordon C. Slade, Members of the Development Fund Committee;

P.C. 1987-1168—James S. Simpson, Member of the Board of Examiners of Canada Lands Surveys;

P.C. 1987-1200—René J.A. Levesque, Member of the Atomic Energy Control Board;

P.C. 1987-1249—Lois DeGroot, Jean Vacchino and Michael C. Burns, Directors of the Atomic Energy of Canada Limited;

P.C. 1987-1425—Claude Fontaine, Director of the Board of Directors of Petro-Canada;

P.C. 1987-1658—John Schlosser, Ian Scott Ross and Marnie Paikin, Directors of the Atomic Energy of Canada Limited; and

P.C. 1987-1661—René J.A. Levesque, President of the Atomic Energy Control Board.—Sessional Paper No. 332-6/61. (Pursuant to Standing Order 67(5) referred to the Standing Committee on Energy, Mines and Resources)"

30/10/87

P.C. 1987-1806—Claude Senneville, Temporary member of the National Energy Board.—Sessional Paper No. 332-6/6K. (Pursuant to Standing Order 67(5) referred to the Standing Committee on Energy, Mines and Resources).

15/12/87

P.C. 1987-2245—Tom Johnson, Member of the Permanent Engineering Board.—Sessional Paper No. 332-6/6L. (Pursuant to Standing Order 67(5) referred to the Standing Committee on Energy, Mines and Resources).

ATTEST

ROBERT MARLEAU
Clerk of the House of Commons

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux de la Chambre des communes:

«Les documents suivants, remis au Greffier de la Chambre, sont déposés sur le Bureau de la Chambre, conformément à l'article 67(1) du Règlement, savoir:

Par M. Lewis, membre du Conseil privé de la Reine,—Copies de décrets (textes français et anglais) approuvant certaines nominations par le Gouverneur général en Conseil, conformément à l'article 103(1) du Règlement, ainsi qu'il suit:

10/09/87

C.P. 1987-1117—Maurice E. Taschereau et Gordon C. Slade membres du Comité du Fonds de développement;

C.P. 1987-1168—James S. Simpson, membre de la Commission d'examineurs sur l'arpentage des terres du Canada;

C.P. 1987-1200—René J.A. Levesque, membre de la Commission de contrôle de l'énergie atomique;

C.P. 1987-1249—Lois DeGroot, Jean Vacchino et Michael C. Burns, administrateurs de l'Énergie atomique du Canada, Limitée;

C.P. 1987-1425—Claude Fontaine, administrateur du Conseil d'administration de Petro-Canada;

C.P. 1987-1658—John Schlosser, Ian Scott Ross et Marnie Paikin, administrateurs de l'Énergie atomique du Canada, Limitée; et

C.P. 1987-1661—René J.A. Levesque, président de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (Déférés au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources conformément à l'article 67(5) du Règlement).—Document parlementaire n° 332-6/61.»

30/10/87

C.P. 1987-1806—Claude Senneville, membre temporaire de l'Office national de l'énergie.—Document parlementaire n° 332-6/6K. (Déféré au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources conformément à l'article 67(5) du Règlement).

15/12/87

C.P. 1987-2245—Tom Johnson, membre du Permanent Engineering Board.—Document parlementaire n° 332-6/6L. (Déféré au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources conformément à l'article 67(5) du Règlement).

ATTESTÉ

Le Greffier de la Chambre des communes
ROBERT MARLEAU

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, DECEMBER 16, 1987
(58)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:40 o'clock p.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Barbara Sparrow.

Acting Member present: John Parry for Lorne Nystrom.

In attendance: Dean Clay, Consultant.

Witnesses: From Ontario Hydro: Lorne McConnell, Vice-President, Power System Program; Mitch Rothman, Chief Economist and Director, Economics and Forecast Division; Ken Snelson, Manager, Bulk Electricity System Resources Planning Department; Ted Bazeley, Manager, Nuclear Fuel Supply Department; and Richard Furness, Government Relations Officer.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2), the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The witnesses made statements and answered questions.

At 6:27 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 16 DÉCEMBRE 1987
(58)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit, aujourd'hui à 15 h 40, dans la pièce 307 de l'Edifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: John Parry remplace Lorne Nystrom.

Aussi présent: Dean Clay, conseiller technique.

Témoins: De Ontario-Hydro: Lorne McConnell, vice-président, Programme du réseau; Mitch Rothman, économiste en chef et directeur, Direction—Études économiques et prévisions; Ken Snelson, directeur, Service—Planification des ressources du réseau de grand transport; Ted Bazeley, directeur, Service—Approvisionnement en combustibles fossiles; Richard Furness, agent des relations gouvernementales.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité continue d'étudier l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Les témoins font des déclarations et répondent aux questions.

À 18 h 27, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Ellen Savage

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Wednesday, December 16, 1987

• 1541

The Chairman: The order of the day is the economics of nuclear power in Canada. Today we have before us as witnesses people from Ontario Hydro.

We welcome you gentlemen here today and thank you very much for coming down on a snowy day. But it is a torch day, and therefore things are pretty active on the Hill.

Mr. McConnell, perhaps you would like to lead off.

Mr. Lorne McConnell (Vice-President, Power System Program, Ontario Hydro): Thank you. We will be addressing the questions today that you requested. I propose to make some remarks having to do with a major study on energy options Ontario Hydro has had under way for some time, and also remarks on energy to meet Ontario's requirements.

[Slide Presentation]

Mr. McConnell: As you people know, Ontario Hydro is a public utility. Our primary business is of course to provide electricity to meet the needs of Ontario.

We also have a secondary business. All the facilities we commit are to meet electricity needs in Ontario. However, we continue to be willing to buy electricity from our neighbours, specifically Manitoba and Quebec, if it is to our mutual advantage. We also buy electricity from neighbouring states when this is economic. Similarly, we sell electricity to neighbours in Canada and the U.S. This buying and selling represents our secondary business activity, and typically it results in lowering electricity costs in Ontario by about 5%.

Our tertiary business is that we sell technology bi-products and capability worldwide. We also assist Third World countries. The net impact on our customer rates of this tertiary business is typically less than 1%, to put that into perspective.

• 1545

In terms of energy as an electricity form, I think it is important to keep reminding people that electricity is not a primary energy, it is a secondary form of energy, and it is produced from other primary energies. In order to meet the energy needs in Ontario, we like to emphasize that

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mercredi 16 décembre 1987

La présidente: Le sujet à l'ordre du jour est l'économique de la puissance nucléaire au Canada. Nous accueillons aujourd'hui comme témoins des représentants de Hydro-Ontario.

Messieurs, nous vous souhaitons la bienvenue et nous vous remercions d'être venus malgré la neige. Mais c'est aujourd'hui que le flambeau olympique arrive à Ottawa, de sorte qu'il y aura beaucoup d'activités sur la Colline parlementaire aujourd'hui.

Monsieur McConnell, peut-être voudrez-vous commencer.

M. Lorne McConnell (vice-président, Programme du réseau d'électricité, Hydro-Ontario): Merci. Il sera aujourd'hui question des sujets dont vous nous avez demandé de vous parler. Je propose de faire d'abord des commentaires au sujet d'une étude importante que Hydro-Ontario a entreprise depuis quelque temps au sujet des options énergétiques ainsi que des remarques sur l'énergie nécessaire aux besoins de l'Ontario.

[Présentation de diapositives]

M. McConnell: Comme vous le savez, Hydro-Ontario est un service public d'électricité. Notre principale activité consiste évidemment à fournir de l'électricité pour satisfaire aux besoins de l'Ontario.

Nous avons également une activité secondaire. Si nos installations produisent de l'électricité pour satisfaire aux besoins de l'Ontario, nous sommes prêts cependant à continuer d'acheter de l'électricité de nos voisins, notamment du Manitoba, et du Québec, pourvu que cela soit mutuellement avantageux. Nous importons également de l'électricité des États-Unis lorsqu'il est économique de le faire. De la même façon, nous vendons de l'électricité à nos voisins au Canada et aux États-Unis. L'achat et la vente d'électricité constituent notre activité secondaire, qui nous permet d'abaisser les coûts d'électricité en Ontario d'environ 5 p. 100.

Notre activité tertiaire consiste à vendre des sous-produits et une capacité technique dans le monde entier. Nous venons également en aide aux pays du Tiers monde. Pour mettre les choses en perspective, la répercussion de cette activité tertiaire sur les taux de nos clients représente moins de 1 p. 100.

Pour ce qui est de l'énergie sous forme d'électricité, je pense qu'il est important de rappeler aux gens que l'électricité n'est pas une forme primaire d'énergie, mais bien une forme secondaire, et qu'elle est produite à partir d'autres énergies primaires. Nous tenons à souligner que

[Text]

electricity is only one form of meeting the energy needs and it is not necessarily superior to other forms. It is a question that it contributes to meeting the total and it is a matter of making sure that the best choice is made for whatever the application is. Of course, we have to give careful consideration of the primary energy resources that are available to Ontario in making the choices. We would emphasize that if it were a different province, or a different state in the United States, with different resources available, we would expect that they would make the best choices, and they would not necessarily be the same as the choice we would make.

This next slide is to provide an overall view of energy in Ontario. This has to do with all forms of energy. You will see on that slide that in the year 1985 about a third of the energy to meet Ontario's need was oil. You will see on that slide about a quarter of the energy to meet Ontario's needs was natural gas. There was a small amount from wood waste, about 17% from uranium, about 13% from hydraulic, and the remaining 13% came from coal.

In terms of the energy independence of Ontario, we are in pretty good shape. If you look where it says "total Canadian"—and we do not mind being dependent on Canada as a whole—89% of Ontario's energy needs come from Canada and 11% comes from the United States in the form of coal. Of that 89% that comes from Canada, 57% of it comes from western Canada in the form of coal, oil, and gas, and 33% of it is indigenous to Ontario, primarily in the form of hydro and uranium.

If we move on to the year 2000, the picture changes a little bit in terms of our projections. Oil from western Canada represents about a quarter of our expectations for the year 2000, natural gas represents about a quarter, uranium represents about a quarter, and coal and hydraulic make up the remaining quarter.

The Chairman: Mr. McConnell, can I go back to—was it 1985 or 1986?

Mr. McConnell: It is 1985.

The Chairman: Yes. Okay, 1985. So you have uranium going from something up to 24. Is that 16?

Mr. McConnell: We are going from 17% uranium up to 25% uranium, and the oil is dropping from 32% down to 25%, with natural gas climbing a little bit to about 25%.

• 1550

I would like to talk very briefly about the major study we undertook in 1984. In 1984 it became clear that we needed to plan again to meet the needs for the mid-1990s—that is, from 1995 and beyond—as our current construction program comes to an end with the completion of the Darlington nuclear station in 1992.

[Translation]

l'électricité constitue un moyen parmi d'autres de répondre aux besoins énergétiques de l'Ontario et qu'elle n'est pas nécessairement supérieure aux autres. Ce qui est important, c'est que cette forme d'énergie contribue à répondre à la demande totale; il s'agit de veiller à ce que l'on fasse le meilleur choix selon l'application. Évidemment, pour faire ce choix, nous devons bien tenir compte des ressources énergétiques primaires qui sont à la portée de l'Ontario. S'il s'agissait d'une autre province ou d'un autre État aux États-Unis, dont les ressources disponibles seraient différentes, le meilleur choix ne serait pas nécessairement le même que le nôtre.

La diapositive suivante vous donne la situation globale de l'énergie en Ontario. On retrouve ici toutes les formes d'énergie. Comme vous pouvez voir, en 1985, le pétrole répondait à environ un tiers des besoins énergétiques de l'Ontario, et le gaz naturel, à environ un quart de ces besoins. Quant aux résidus du bois, ils ne représentaient qu'un faible pourcentage, tandis que l'uranium, l'énergie hydraulique et le pétrole répondaient respectivement à 17 p. 100, 13 p. 100 et 13 p. 100 des besoins.

En ce qui concerne l'indépendance de l'Ontario en matière d'énergie, notre situation est assez bonne. Quatre-vingt-neuf p. 100 des besoins énergétiques de l'Ontario proviennent du Canada, et 11 p. 100 des États-Unis sous forme de charbon. Comme vous pouvez le voir, nous dépendons surtout du Canada. Des 89 p. 100 qui proviennent du Canada, 57 p. 100 proviennent de l'Ouest canadien sous forme de charbon, de pétrole et de gaz, et 33 p. 100 proviennent de l'Ontario, surtout sous forme d'énergie hydro-électrique et d'uranium.

Si nous regardons l'an 2000, le tableau des prévisions change légèrement. En effet, le pétrole de l'Ouest canadien, le gaz naturel et l'uranium répondront chacun à environ un quart de nos besoins, tandis que le charbon et l'hydro répondront au dernier quart de nos besoins.

La présidente: Monsieur McConnell, puis-je revenir à l'année 1985 ou 1986?

M. McConnell: À 1985.

La présidente: Oui. Très bien, 1985. L'uranium passera de combien à 24 p. 100? De 16 p. 100?

M. McConnell: L'uranium passera de 17 p. 100 à 25 p. 100, et le pétrole, de 32 p. 100 à 25 p. 100, tandis que le gaz naturel augmentera légèrement jusqu'à environ 25 p. 100.

J'aimerais parler très brièvement de l'importante étude que nous avons entreprise en 1984. En 1984 il est apparu évident qu'il nous fallait planifier encore une fois pour répondre aux besoins du milieu des années 1990—c'est-à-dire à partir de 1995—étant donné que notre programme de construction s'achèvera en 1992 lorsque nous terminerons la construction de la centrale nucléaire Darlington.

[Texte]

We therefore launched a major study on what we call meeting future energy needs, or alternatively, we were assessing all the demand and supply options that were available to us. In that study, we considered both the traditional energy sources as well as the less traditional supply options, and we put effort into looking at new approaches to help customers reduce their electricity consumption. As for this emphasis on reducing electricity consumption, I am sure you folks have heard the expression "demand management", and I will be talking about that further.

In order for us to carry out our responsibility effectively, electricity planning must look many years into the future, because the decisions we take today on new demand management initiatives or new or refurbished generating stations will affect reliability, operating costs, the environmental impacts, and electricity rates for many decades to come. We work with very long-time horizons. We have hydraulic plants in operation today that were designed in 1896.

Therefore the decisions we make have a long-time impact. In the case of nuclear plants, I think we talk 40 years. Transmission lines typically last longer than 50 years. We are therefore unlike most businesses that think of building a plant and perhaps taking it out of service 10 years from now.

At any rate, this was a very, very major study we undertook. To the best of our knowledge, this is probably the most rigorous and thorough review ever undertaken of energy options for an electric utility, and we expect that we will be publishing a strategy resulting from this.

This does not lead to plans; it is just leading to a strategy that we will be using for planning in the years to come. This was developed with a lot of public consultation, and next year we expect to go back with this strategy and have another public review. That should be taking place in the near future, hopefully.

Everybody uses the term "conservation" with different meanings. For the purposes of today, we look upon conservation with a very wide viewpoint. If we can convert energy from one form into another, such as converting hydro into electricity, that would be part of conservation. The efficient use of energy we regard as conservation. Eliminating the waste of energy we regard as conservation, and using renewable and abundant resources rather than limited or scarce resources we also include as part of our definition of conservation.

In our studies we have reaffirmed that, where electricity is generated from renewable and abundant resources such as hydro and coal and uranium,

[Traduction]

Nous avons donc entrepris une étude importante de ce que nous appelons nos futurs besoins énergétiques, ou encore, nous avons évalué toutes les options d'offres et de demandes qui s'offraient à nous. Au cours de cette étude, nous avons envisagé à la fois les sources énergétiques traditionnelles et les options d'approvisionnement moins traditionnelles, et nous avons essayé d'envisager de nouvelles solutions pour aider les clients à réduire leur consommation d'électricité. En ce qui concerne la réduction de la consommation d'électricité, je suis certain que vous avez déjà entendu l'expression «gestion de la demande» et je vous en reparlerai un peu plus tard.

Afin de nous permettre de nous acquitter de nos responsabilités de façon efficace, il nous faut absolument planifier de nombreuses années à l'avance, parce que les décisions que nous prenons aujourd'hui en ce qui concerne de nouvelles initiatives de gestion de la demande ou des centrales électriques nouvelles ou remises à neuf auront des conséquences sur la fiabilité, sur les coûts d'exploitation, sur l'environnement et sur les taux d'électricité pour de nombreuses décennies. Nous devons donc planifier à très long terme. Nous exploitons aujourd'hui des centrales hydrauliques qui ont été conçues en 1896.

Nos décisions ont donc des conséquences à long terme. Dans le cas des centrales nucléaires, nous parlons je crois de 40 ans. Les lignes de transmission ont habituellement une durée de plus de 50 ans. Par conséquent, nous sommes différents de la plupart des entreprises qui construisent une usine avec l'intention peut-être de la fermer dans 10 ans.

Quoiqu'il en soit, nous avons entrepris une étude très, très importante. Autant que je sache, il s'agit sans doute de l'étude la plus détaillée et la plus complète jamais entreprise au sujet des options énergétiques pour un service public d'électricité, et nous devrions publier une stratégie à partir de cette étude.

Cette étude ne permet pas d'établir des plans; elle permet tout simplement d'établir une stratégie que nous utiliserons pour la planification dans les années à venir. Cette stratégie a été mise au point après de nombreuses consultations publiques, et l'an prochain nous devrions être en mesure de présenter notre stratégie et de consulter à nouveau la population. Nous espérons pouvoir le faire dans un avenir rapproché.

Tout le monde utilise l'expression «économies d'énergie» qui peut vouloir dire plusieurs choses. Pour notre part, nous envisageons les économies d'énergie d'un point de vue très général. Si nous pouvons convertir l'énergie d'une forme à l'autre, par exemple hydraulique en électricité, cela ferait partie des économies d'énergie. Notre définition des économies d'énergie comprend l'utilisation efficace de l'énergie, l'élimination des pertes d'énergie et l'utilisation des ressources renouvelables et abondantes plutôt que des ressources limitées ou rares.

Dans nos études nous avons réaffirmé que lorsque l'électricité produite à partir des ressources renouvelables et abondantes comme l'hydraulique, le charbon et

[Text]

substitution for long-range scarce resources by oil and gas—and by “long-range” I do not mean the next 10 or 20 years, I mean long-range—is desirable, particularly when it is economic to do so. It has to be economic, so we do not just substitute for scarce resources without considering the price tag.

• 1555

I would like to spend just a little time talking about demand management. We define “demand management” as each and every activity undertaken by Ontario Hydro that is intended to influence the amount and timing of electricity consumption. Demand management encompasses three components. First, demand management involves the improving of efficiency of electricity use. Second, it involves the shifting of electricity use from peak to off-peak periods. Third, it involves the development and introduction of new electro-technology that would make Ontario more efficient and more competitive. Our demand management efforts are consistent with those definitions and are consistent with the concept of resource conservation.

So the thrust here is that we are continuing and intensifying our efforts to explore the ways and means of achieving more demand management results. These include such things as research, promotion, special rates, and, last but not least, financial incentives. We would expect in the 1990s those financial incentives we offered would be measured in the billions of dollars, or at the very least many hundreds of millions. So it is not a small thing we are talking about.

About supply management in our study, we are also re-examining all the supply options. We have looked at undeveloped hydro in Ontario. We are looking at the promotion and purchase of small generation from non-utilities, particularly for renewables such as small hydro. We looked again at all the alternative technologies, such as solar power, wood from forests, peat, municipal waste, and wind power. Of course we reviewed the conventional major resources, such as coal, oil, gas, and uranium. We also continue to review the possibility of major purchases of electricity from Manitoba to Quebec produced by hydro.

In this study we reviewed all these options, both the demand and the supply, in terms of their fundamental characteristics, looking at cost, rates, debt, abundance, reliability, time availability, risks, and social impacts. Our studies on risks included analysis of different scenarios and sensitivity tests because of many uncertainties regarding economic conditions, load growths, fuel prices, lead times, and technology. Our studies on the social

[Translation]

l'uranium, il est souhaitable, particulièrement lorsqu'il est économique de le faire, de remplacer par les hydrocarbures les ressources rares à long terme. Lorsque je dis «à long terme», je ne parle pas seulement des 10 ou 20 prochaines années. Il faut que cela soit économique, de sorte que nous ne pouvons tout simplement remplacer les ressources rares sans tenir compte du prix.

J'aimerais vous parler un peu de la gestion de la demande. Nous définissons la gestion de la demande comme chacune des activités entreprises par Hydro-Ontario en vue d'influencer la consommation d'électricité et le moment où celle-ci est consommée. La gestion de la demande comprend trois éléments. Le premier consiste à améliorer l'efficacité de l'utilisation d'électricité. Le second consiste à utiliser l'électricité pendant les périodes moins occupées plutôt que pendant les périodes de pointe. Le troisième consiste à élaborer et à mettre en application de nouvelles électro-techniques afin d'améliorer l'efficacité et la compétitivité de l'Ontario. Nos efforts de gestion de la demande tiennent compte de ces définitions et du concept des économies d'énergie.

Ce qui est important, c'est que nous poursuivions et que nous intensifions nos efforts pour essayer de trouver des moyens d'obtenir de meilleurs résultats en matière de gestion de la demande. Nous avons donc recours à la recherche, à la promotion, à des taux spéciaux et en dernier, mais non par ordre d'importance, aux encouragements financiers. Dans les années 1990, les encouragements financiers que nous offrirons devraient s'élever à plusieurs milliards de dollars, ou tout au moins à plusieurs centaines de millions de dollars, ce qui n'est donc pas négligeable.

En ce qui concerne la gestion des approvisionnements dans notre étude, nous sommes également en train d'examiner à nouveau toutes les options d'approvisionnement. Nous avons étudié les ressources hydrauliques sous-développées en Ontario. Nous envisageons la promotion et l'achat de petites quantités d'électricité de services non publics, particulièrement dans le cas des énergies renouvelables comme l'énergie hydraulique. Nous avons encore une fois envisagé les techniques de rechange, comme l'énergie solaire, le bois, les déchets municipaux et l'énergie éolienne. Évidemment, nous avons étudié les principales ressources classiques, comme le charbon, le pétrole, le gaz et l'uranium. Nous continuons également à étudier la possibilité d'achats importants d'électricité du Manitoba et du Québec produite à partir des ressources hydrauliques.

Au cours de cette étude, nous avons examiné toutes les caractéristiques fondamentales de ces options, c'est-à-dire le coût, les taux, la dette, l'abondance, la fiabilité, la disponibilité de temps, les risques et les conséquences sociales. Nos études des risques comprenaient une analyse des différents scénarios et des essais de sensibilité étant donné les nombreuses incertitudes en ce qui concerne les conditions économiques, la croissance de la charge, le

[Texte]

impacts included public safety concerns, environmental impacts, regional employment and development, community impacts, public preferences, and values. Our studies also considered equity, with particular emphasis on rate incentives, customer allocation, and financial incentives.

The final thing I wanted to say in my opening remarks is that this study is essentially complete now. The final product of it is a strategy. We call it a "demand-supply strategy". What is it? It is a framework of principles and priorities that would guide the development of annual plans. We have to keep revising our annual plans because the real world keeps changing, but we would use this strategy to guide us in that process.

• 1600

Mr. Parry: The questions I wanted to ask related specifically to the nuclear power program, not because I am not interested in the overall economics but because having served on a hydro commission for about six years in Sioux Lookout, I have been exposed to much of the material before.

What are your thoughts on the unlimited liability above the \$75 million that is basically secured by a legislative arrangement? I think we have had the suggestion from witnesses that if Ontario Hydro really believed in its nuclear power safety program, it would say okay, we will go naked, we will get our own insurance. I am laying a macho on you.

Mr. McConnell: If you are going to move into the questions on nuclear power, I think it would be more efficient if we were to make the presentation on that. But on the other hand I have to acknowledge that we were not going to address the subject of nuclear insurance specifically in our presentation.

Mr. Parry: You might want to just get back to the clerk on that by way of a letter.

Mr. McConnell: We do not mind answering your questions, but I am just wondering about—

The Chairman: Mr. Parry, what is your timeframe?

Mr. Parry: I was hoping to leave by 4.15 p.m. I am sorry to cause inconvenience in that way.

Mr. McConnell: If you have to leave at 4.15 p.m., maybe we could just deal with the questions you do have.

Mr. Parry: Or else I could give you the questions and you read the answers into the record later.

[Traduction]

prix des carburants, les délais et la technologie. Nos études des conséquences sociales comprenaient les préoccupations de la population en ce qui concerne la sécurité, les conséquences sur l'environnement, l'emploi et le développement régional, les conséquences sur les collectivités, les préférences, la population et les valeurs. Nous avons également tenu compte de l'équité, en insistant particulièrement sur les mesures d'encouragement au niveau des taux, la location aux clients et les encouragements financiers.

Pour conclure mes remarques liminaires, je voulais vous dire que notre étude est maintenant presque terminée. Le produit final est une stratégie. Nous l'appelons la stratégie de l'offre et de la demande. De quoi s'agit-il? Il s'agit d'une série de principes et de priorités qui nous serviraient de guide lors de l'élaboration des plans annuels. Il nous faut sans cesse revoir nos plans annuels parce que le monde change, mais nous pourrions utiliser cette stratégie pour nous guider au cours de ce processus.

M. Parry: Les questions que je voulais poser concernaient surtout le programme d'énergie nucléaire, non pas parce que je ne m'intéresse pas à l'aspect économique global, mais bien parce qu'ayant fait partie d'une commission pendant environ six ans à Sioux Lookout, je connais déjà assez bien le domaine.

Que pensez-vous de la responsabilité illimitée au-delà du plafond de 75 millions de dollars qui est essentiellement garantie par une mesure législative? Certains témoins nous ont laissé entendre que si la production d'énergie nucléaire était si sûre que le prétend Hydro-Ontario, cette dernière dirait très bien, nous aurons notre propre assurance. Je vous mets un peu sur la sellette ici.

M. McConnell: Si vous voulez parler d'énergie nucléaire, je pense qu'il serait plus efficace que nous fassions d'abord un exposé à ce sujet. D'un autre côté, je dois avouer que nous n'aurions pas l'intention de traiter en particulier de la question de l'assurance de l'énergie nucléaire dans notre exposé.

M. Parry: Peut-être voudrez-vous tout simplement répondre au greffier à ce sujet dans une lettre.

M. McConnell: Cela ne nous gêne pas de répondre à vos questions, mais je me demande tout simplement...

La présidente: Monsieur Parry, de combien de temps disposez-vous?

M. Parry: J'espérais pouvoir partir avant 16h15. Je m'excuse des inconvénients que cela peut présenter.

M. McConnell: Si vous devez partir à 16h15, nous pourrions peut-être tout simplement répondre à vos questions.

M. Parry: Je pourrais également vous poser des questions et vous pourriez y répondre plus tard aux fins du compte rendu.

[Text]

Mr. McConnell: Maybe we can give you a short answer to the question. We are aware the federal Government of Canada is reviewing the question of the \$75 million level. Insofar as public risk is concerned, we have never claimed that public risk for any energy option is zero; we do not believe there is an energy option in the world that has a zero risk associated with it.

Mr. Parry: I think the problem is until it is subjected to some form of actuarial analysis it is a little difficult to quantify.

Mr. McConnell: Right. We are aware that the \$75 million at the present time follows the international convention, that is the Canadian insurance process is very analogous to the conventions established in the world and we are aware that the limits in the United States are presently under review. In September I was in Japan, and their nuclear insurance is also under review.

I think the level of insurance, the mandatory amount of insurance a utility or an operator is required to carry, is subject to a good deal of debate. Ontario Hydro has certainly indicated a willingness to review the merits of the \$75 million with the federal government, but I do not think we have a dogmatic view on whether that is an appropriate number or not or whether it should be adjusted. We are aware that inflation requires these numbers to be adjusted from time to time.

Mr. Parry: My second question, recognizing the inherent difficulty of answering it, is related to the percentage cost of a life cycle of a CANDU reactor that would be attributable to the acquisition of the fuel and the disposal or storage of used fuel. I have just had a look through this but I did not see—obviously it would be a projection—such a figure.

• 1605

Mr. McConnell: In the paper I will be leaving with you today, we do have information in it that is associated with the disposal of fuel. The number is 0.05¢, 1987 Canadian, per kilowatt hour.

Mr. Parry: I was thinking about as a percentage of a life cycle cost of a CANDU unit.

Mr. McConnell: That is in our paper as well, and that is 0.05¢ out of total life cycle cost of 2.35¢.

Mr. Parry: A twentieth out of 2.35¢.

Mr. K. Snelson (Manager, Bulk Electricity System Resources Planning, Ontario Hydro): I just worked out the percentage. It is 2%.

Mr. Parry: On your current demand projections, are they out to a horizon where you can indicate when you will need your next slice of capacity after Darlington?

[Translation]

M. McConnell: Nous pouvons peut-être répondre brièvement à la question. Nous savons que le gouvernement fédéral étudie la question du plafond de 75 millions de dollars. En ce qui concerne le risque pour la population, nous n'avons jamais prétendu qu'une option énergétique pouvait ne présenter aucun risque; nous ne croyons pas qu'il existe une option au monde qui ne présente aucun risque.

M. Parry: Le problème est à mon avis assez difficile à quantifier tant que l'on n'aura pas effectué une forme d'analyse actuarielle à ce sujet.

M. McConnell: Oui. Nous sommes conscients que le plafond de 75 millions de dollars actuellement respecte la Convention internationale, que le processus d'assurance canadien est très semblable aux conventions établies dans le monde et que les plafonds sont actuellement à l'étude aux États-Unis. Je me trouvais au Japon en septembre dernier, et leur programme d'assurance d'énergie nucléaire était également à l'étude.

Je pense que le niveau d'assurance, le montant obligatoire d'assurance qu'un service public ou un exploitant doit avoir, est fort discutable. Hydro-Ontario a certainement indiqué qu'elle était prête à reconsidérer le bien-fondé du plafond de 75 millions de dollars avec le gouvernement fédéral, mais nous ne pouvons dire de façon catégorique si ce plafond est justifié ou s'il devrait être modifié. Nous sommes conscients que de temps à autre, il est nécessaire de rajuster ces montants à cause de l'inflation.

M. Parry: Il ne sera pas très facile de répondre à ma deuxième question. J'aimerais savoir quel pourcentage du coût d'un cycle de vie d'un réacteur CANDU est attribuable à l'acquisition du combustible et à l'élimination ou à l'entreposage du combustible usé. Je viens de jeter un coup d'oeil à ce document, mais je n'ai pas vu de chiffres—il va de soi qu'il s'agirait d'une prévision.

M. McConnell: Dans le document que je vous laisserai aujourd'hui, nous avons de l'information en ce qui concerne l'élimination du combustible. Le coût s'élève à 0,05¢, en dollars canadiens de 1987, par kilowatt-heure.

M. Parry: Je pensais au pourcentage du coût du cycle de vie d'un réacteur CANDU.

M. McConnell: Cela se trouve également dans notre document, 0,05¢, par rapport au coût total du cycle de vie qui s'élève à 2,35¢.

M. Parry: Un vingtième de 2,35¢.

M. K. Snelson (gestionnaire, réseau d'électricité en vrac, Planification des ressources, Hydro-Ontario): Je viens tout juste de calculer le pourcentage. Il s'élève à 2 p. 100.

M. Parry: Selon vos prévisions actuelles de la demande, pouvez-vous savoir quand vous aurez besoin de la prochaine tranche de capacité après Darlington?

[Texte]

Mr. McConnell: Yes. One of our presentations today is on that subject, and in our presentations we will be pointing out that we live in an uncertain future and that we plan flexibly. Our requirements are to formulate plans to meet the requirements from the mid-1990s on.

Mr. Parry: You are not telling me, though, that you will have a new generating station in the planning phase in the mid. . . Well, maybe you are telling me that.

Mr. McConnell: We will be committing new demand-supply options to meet requirements from the mid-1990s on.

The Chairman: Do you have one more question?

Mr. Parry: No, Madam Chair. I would like to thank you very much, and my colleagues, for offering me the opportunity to ask questions; and I thank the delegation very much for being here. I am sorry I am not able to spend more time.

The Chairman: Thanks, Mr. Parry.

Perhaps with the committee's approval we should go through these other papers.

Mr. McConnell: One of the specific requests you made was for us to talk to you about load forecasting, and we have a short presentation by our chief economist, Mitch Rothman, on that subject.

Mr. M. Rothman (Chief Economist, Ontario Hydro): Good afternoon, ladies and gentlemen. I am going to talk about load forecasting. I am going to talk more about the process than I am about the particular numbers. The numbers change, as does the process, but I think it is important to understand how we go about doing the load forecast.

A large number of factors determine energy demand growth in the long term. The most important of those are economic growth, population, the prices of electricity and other forms of energy, and the way consumers and producers react to those. We get information on those factors from a number of sources, both inside and outside Ontario Hydro, but there are so many of them that we really need to have some models to put the assumptions through, to put that information through. We basically use two kinds of models—econometric and end use. I will talk about them a little more in a minute.

However, we also have to recognize at the end of the day that models cannot do any more than tell you what the implications are of the assumptions you have made, and so load forecasting, like all forecasting, ultimately has to be a judgmental exercise. The model helps us understand how we can exercise our judgment, but the forecast itself is judgmental.

Finally, we have also recently begun to quantify the expected impact of indirect incentives on the demand for

[Traduction]

M. McConnell: Oui. L'un de nos exposés aujourd'hui porte sur ce sujet, et nous vous ferons remarquer que l'avenir est incertain et que nous prévoyons une certaine souplesse. Nous devons formuler des plans pour satisfaire aux besoins à partir du milieu des années 90.

M. Parry: Vous ne me dites pas cependant que vous allez planifier une nouvelle centrale électrique au milieu des. . . Eh bien, peut-être que vous me dites cela.

M. McConnell: Nous engagerons de nouvelles options d'offres et de demandes pour satisfaire aux exigences à partir du milieu des années 1990.

La présidente: Avez-vous d'autres questions?

M. Parry: Non, madame la présidente. J'aimerais vous remercier ainsi que mes collègues de m'avoir donné l'occasion de poser des questions; je remercie la délégation d'être venue ici. Je suis désolé de ne pouvoir rester plus longtemps.

La présidente: Merci, monsieur Parry.

Si le Comité est d'accord, nous pourrions peut-être maintenant passer aux autres exposés.

M. McConnell: Vous nous avez demandé de vous parler particulièrement des prévisions de charge. Notre chef économiste, Mitch Rothman, vous fera un court exposé à ce sujet.

M. M. Rothman (chef économiste, Hydro-Ontario): Bon après-midi, mesdames et messieurs. Je vais vous parler des prévisions de charge. Je vais parler davantage du processus que des chiffres en particulier. Les chiffres changent, tout comme le processus, mais je pense qu'il est important de comprendre de quelle façon nous procédons pour établir les prévisions de charge.

Les facteurs qui déterminent la croissance de la demande énergétique à long terme sont très nombreux. Les plus importants sont la croissance économique, la population, les prix de l'électricité et des autres formes d'énergie ainsi que la façon dont les consommateurs et les producteurs réagissent à ces facteurs. Nous obtenons des renseignements sur ces facteurs d'un certain nombre de sources, à l'intérieur et à l'extérieur d'Hydro-Ontario, mais ils sont si nombreux qu'il nous est réellement nécessaire d'avoir certains modèles pour mener à bien ces hypothèses et cette information. Nous utilisons essentiellement deux types de modèles—économétrique et utilisation finale. Je vous en parlerai davantage dans quelques instants.

Cependant, il nous faut reconnaître à la fin de la journée que les modèles peuvent tout au plus nous dire quelles seront les conséquences des hypothèses que nous avons posées, de sorte que les prévisions de charge, comme toutes prévisions, doivent finalement être un exercice de jugement. Le modèle nous aide à comprendre de quelle façon nous pouvons utiliser notre jugement, mais la prévision comme telle est une question de jugement.

Enfin, nous avons récemment commencé à quantifier les conséquences prévues des encouragements indirects

[Text]

electricity, and I will talk about that later in the presentation.

Econometric models look through past behaviour to try to find relationships that can represent that past behaviour, and then use those relationships to forecast the future. Those kinds of models tend to be top-down models. We start from an aggregate level of economic activity and work through that to the main sectors in which energy is used—residential, industrial, commercial—and from that to their energy use and then to electricity use in those sectors. But we start with forecasts for the whole economy and work down through that to the sector-specific forecast of electricity use, and we use our econometric models to say: this is the way electricity demand would go if past patterns of reaction do not change.

• 1610

The end-use model we call a bottom-up model because it asks what is the demand for the services of electricity: what is the demand for lighted rooms in committee rooms; what is the demand for heat in warehouses; what is the demand for motors driven in factories? We add up all those demands with a very detailed set of assumptions. We look at those demands in a great amount of detail and add them up, and that is why we call this a bottom-up model.

We have two sets of end-use models currently in use or under development. The one we are currently using we call the accounting end-use model, because it takes a tremendous number of very detailed assumptions about the detailed level of use I just talked about, adds those all up across the economy, and comes to a total forecast.

The other kind of model we have just bought from the Electric Power Research Institute in the United States. While it also looks at those detailed end-uses, it does so in a way that it uses the way those end-uses have reacted in the past to some of those aggregate variables I talked about earlier. Those models are still under development.

Once we get the information from the models, we have to apply judgment and come to a recommended forecast. We then take that forecast, or that draft forecast if you like, through a very lengthy review process.

First we go to the committee we call our External Advisory Committee. On the External Advisory Committee we have representatives of all the other major energy forecasters we can think of. The people on the External Advisory Committee are active energy forecasters

[Translation]

sur la demande d'électricité, et je vous en parlerai un peu plus tard au cours de mon exposé.

Les modèles économétriques examinent le comportement antérieur pour essayer d'établir des rapports qui peuvent représenter ce comportement antérieur, et utilisent ensuite ces rapports pour prévoir l'avenir. Ce genre de modèle est habituellement un modèle de haut en bas. Nous partons d'un niveau global d'activité économique et le répartissons entre les grands secteurs où l'énergie est consommée—résidentiel, industriel, commercial—et calculons ensuite la consommation d'énergie et la consommation d'électricité dans ces secteurs. Mais nous partons des prévisions pour l'ensemble de l'économie pour calculer les prévisions précises de consommation d'électricité par secteur et nous nous servons de nos modèles économétriques pour arriver à dire: voilà comment évoluera la demande d'électricité si les profils de réaction passés ne changent pas.

Nous appelons le modèle d'utilisation finale un modèle du bas vers le haut parce qu'il cherche à définir la demande de services d'électricité: quelle est la demande d'éclairage dans les salles de réunion; quelle est la demande de chaleur dans les entrepôts; quelle est la demande des moteurs dans les usines? Nous additionnons toutes ces demandes en nous fondant sur une série détaillée d'hypothèses. Nous examinons ces demandes en profondeur et les additionnons; voilà pourquoi nous parlons d'un modèle du bas vers le haut.

Nous avons deux types de modèles d'utilisation finale dont nous nous servons ou que nous sommes en train de mettre au point. Nous appelons le premier, auquel nous avons recours actuellement, un modèle comptable d'utilisation finale, parce qu'il considère une multitude d'hypothèses très détaillées sur le niveau de consommation détaillée dont je viens de parler, fait la somme pour toute l'économie et aboutit à des prévisions globales.

L'autre type de modèle en est un que nous venons tout juste d'acheter de l'Electric Power Research Institute des États-Unis. Bien qu'il tienne compte lui aussi de toutes ces utilisations finales détaillées, il le fait d'une manière qui prend en considération la manière dont ces utilisations finales ont réagi par le passé face à certaines des variables globales que j'ai évoquées tantôt. Ces modèles ne sont pas encore tout à fait au point.

Après avoir obtenu l'information des modèles, nous devons faire preuve de jugement et arriver à des prévisions recommandées. Nous faisons alors passer ces prévisions, cette ébauche de prévisions si vous voulez, à travers un processus d'examen très poussé.

Premièrement, nous nous adressons au Comité consultatif externe. Siègent à ce comité des représentants de tous les autres grands organismes de prévisions énergétiques auxquels nous pouvons penser. Les membres de ce comité sont des spécialistes des prévisions

[Texte]

or people active in energy analysis. From the governments we have representatives of Energy, Mines and Resources and representatives of the National Energy Board. We have people from an oil company, from one of the gas distributing companies; we have independent energy consultants, people who are active in energy forecasting; we have somebody from as many neighbouring utilities as we can get. We have had Hydro-Québec; we have had Manitoba Hydro; we have had Newfoundland and Labrador on occasion. But we always have at least one from one of our other utilities, and we have someone from academia. We spent a full day with that External Advisory Committee, and they have provided us with some very valuable feedback, both on our forecast and on our process, and with some very valuable suggestions.

Once we have finished that review and made any changes we might to the forecast from there, we then go to an Internal Advisory Committee, which is major internal stakeholders, and from there to the senior management review consisting of an executive office, the Technical Advisory Committee, which is a committee of the board of directors, and finally the full board of directors.

That pretty well concludes the forecast process, but I cannot talk about a forecast without talking about uncertainty. The forecast is not a single, solid line; it is a range. The load forecast has to provide a probable range of the future demand for electricity. The degree of uncertainty about the load forecast is an integral part of the load forecast itself.

The uncertainty arises from a number of uncertainties: about the level of population, about economic activity, about energy prices, about the way energy users respond. There is a host of sources of uncertainty, and that uncertainty has to be considered explicitly because without it we create a false impression that there is a single line, a single outcome, and we know that is not true. So we have a couple of different ways of showing uncertainty.

• 1615

The band-width forecast we have, shown on the next chart, gives a band width that has a 20% probability of being below the lower dotted line and a 20% probability of being above the upper dotted line. That range is very wide. In 2005 the difference between the upper and lower bounds is greater than the total demand now in 1986. This is a very wide range of uncertainty, based on the assumption that the future is no more or less uncertain than the past has been, and that we are no better or no worse as forecasters than in the past. We make that range statistically based on those two assumptions.

[Traduction]

énergétiques ou de l'analyse énergétique. Pour représenter les gouvernements, nous avons des fonctionnaires d'Énergie, Mines et Ressources et des représentants de l'Office national de l'énergie. Nous avons des représentants d'une société pétrolière, d'une société de distribution de gaz naturel; nous avons des experts-conseils indépendants, des gens qui font des prévisions énergétiques; nous avons des représentants d'autant de services d'utilité publique connexes que nous pouvons trouver. Nous avons eu des représentants d'Hydro-Québec; de la Manitoba Hydro; et de Terre-Neuve et du Labrador à l'occasion. Mais nous avons toujours au moins un représentant de l'un des autres services d'utilité publique et nous avons des universitaires. Nous avons passé une journée complète au Comité consultatif externe, qui nous a donné des réactions très utiles tant au sujet de nos prévisions que de notre façon de procéder ainsi que des suggestions très précieuses.

Après avoir terminé cet examen et apporté les modifications que nous pouvons aux prévisions, nous nous tournons ensuite vers le Comité consultatif interne, constitué des principaux intéressés à Hydro-Ontario. Viennent ensuite l'examen par la haute direction, composée d'un bureau de direction; celui du Comité consultatif technique, qui relève du conseil d'administration; et enfin celui du conseil d'administration proprement dit.

Voilà qui conclut le processus des prévisions. Mais je ne saurais parler des prévisions sans parler d'incertitudes. Les prévisions ne sont pas une ligne continue, mais plutôt une fourchette. Les prévisions de la charge doivent fournir une fourchette probable concernant la demande future d'électricité. Le degré d'incertitude quant aux prévisions de la charge fait partie intégrante des prévisions de la charge.

L'incertitude naît de divers facteurs: le niveau de population, l'activité économique, les prix de l'énergie, la façon dont réagissent les consommateurs d'énergie. Il y a une multitude de sources d'incertitude, et cette incertitude doit être considérée explicitement, sinon nous donnons la fausse impression qu'il y a une ligne continue, un seul résultat possible; or, nous savons que ce n'est pas le cas. Nous avons donc quelques moyens différents de signaler cette incertitude.

Nos prévisions à ruban, illustrées sur le prochain graphique, donnent un ruban à l'intérieur duquel il y a 20 p. 100 de probabilités que la demande se situe au-dessous de la ligne pointillée et 20 p. 100 de probabilités qu'elle se situe au-dessus de la ligne pointillée. La fourchette est très large. En 2005, l'écart entre les limites supérieure et inférieure est supérieure à la demande totale en 1986. C'est une très grande fourchette d'incertitude, qui se fonde sur l'hypothèse que l'avenir n'est pas plus ou moins incertain que le passé ne l'a été et que nous ne sommes pas meilleurs ou pires prévisionnistes que par le

[Text]

In addition to the statistically derived uncertainty range, we use scenario forecasts that attempt to forecast the future based on some assumptions about which particular forces are driving demand in the future.

I thought it would be interesting to look at growth in our demand from an historical perspective going back to 1925. It is a fairly smooth curve. There are a few bumps and glitches. It looks deeper through the 1960s than through the 1970s, and again steeper in the 1980s than in the 1970s. There is also that little bump that occurred in 1982 as a result of the recession, and then another little glitch in 1975. But that curve basically represents a pretty smooth, continuous growth.

The growth of peak demand is also pretty smooth. It is a little bumpier, because weather tends to affect what happens to peak demand in any given year. But it too is a curve of fairly strong, continuous growth. Again the slope is higher—it was faster, in percentage terms, in the 1960s, then slowed down in the 1970s, and then went a little faster again in the 1980s.

If we look at another feature of our forecast on the next chart, the point of those previous charts is that demand for electricity has continued to grow throughout this period. The percentage growth rates may not have increased, but the growth in demand is still strong.

One important feature of our forecast, and of the history, is shown on this chart. For the 20 years, up until 1982, electricity demand grew faster than the GDP—faster than output—in almost every year. In the five years since 1982, electricity demand in Ontario has grown more slowly than aggregate output in Ontario.

Did we turn a corner in 1982? That is the question, and our forecast says yes. Our forecast is that because of increasing efficiency and the change in output from the energy-intensive goods-producing sectors to the less energy-intensive service-producing sectors, electricity demand in the future will grow more slowly than economic output.

Let me just talk a bit about our primary and basic forecast. We expect there will be future demand management programs, which could offer incentives to promote electricity conservation. But when we want to assess the potential of those programs, we have to first find out how much customers will do on their own in response to prices, and then we have to forecast incentive-

[Translation]

passé. La fourchette repose donc statistiquement sur ces deux hypothèses.

En plus de la fourchette d'incertitude dérivée statistiquement, nous nous servons de prévisions-scénarios qui tentent de prévoir l'avenir en fonction de quelques hypothèses à partir desquelles des forces particulières influenceront la demande future.

J'ai cru utile d'examiner la croissance de notre demande dans une perspective historique, en remontant jusqu'à 1925. La courbe est assez lisse. Il y a quelques bosses et inégalités. La courbe paraît plus prononcée dans les années 60 que dans les années 70, puis plus prononcée dans les années 80 que dans les années 70. On remarque aussi cette petite bosse survenue en 1982, par suite de la récession et une autre petite inégalité en 1975. Mais la courbe fait ressortir essentiellement une croissance assez uniforme et continue.

La croissance de la demande de pointe est également assez uniforme. Elle est un peu plus bosselée parce que le temps a tendance à influencer la demande de pointe dans une année quelconque. Mais elle dénote elle aussi une croissance assez forte et continue. Là encore, la courbe est plus prononcée... la croissance a été plus rapide en pourcentage dans les années 60, elle s'est ralentie dans les années 70 et s'est accélérée à nouveau quelque peu dans les années 80.

Une autre caractéristique de nos prévisions illustrée au prochain graphique, ce qu'essaient de démontrer les graphiques précédents, c'est que la demande d'électricité n'a cessé de croître pendant toute cette période. Les taux de croissance n'ont peut-être pas augmenté, mais la croissance de la demande n'en reste pas moins encore forte.

Une caractéristique de nos prévisions, et des statistiques chronologiques, est illustrée sur ce graphique. Pendant 20 ans, jusqu'en 1982, la demande d'électricité a progressé plus rapidement que le PIB... plus rapidement que la production... presque tous les ans. Dans les cinq années qui ont suivi 1982, la demande d'électricité en Ontario a augmenté plus lentement que la production globale de la province.

Avons-nous franchi un point tournant en 1982? Voilà la question. Selon nos prévisions, la réponse est affirmative. D'après nos prévisions, en raison d'une efficacité accrue et du fait que la production passe des industries de biens qui consomment beaucoup d'énergie aux industries de services qui en consomment moins, la demande d'électricité progressera plus lentement que la production de l'économie à l'avenir.

Permettez-moi de glisser un mot sur nos prévisions primaires et fondamentales. Nous pensons qu'il y aura à l'avenir des programmes de gestion de la demande, susceptibles de prévoir des mesures incitatives destinées à promouvoir la conservation de l'énergie. Mais avant d'évaluer les répercussions éventuelles de ces programmes, nous devons d'abord déterminer jusqu'à

[Texte]

driven conservation, which would be the result of financial stimulus from Ontario Hydro to the consumers.

We now have two forecasts. As shown on the next chart, we have two components of the load forecast. The first is the basic load forecast, then we come to the primary load forecast. In order to get from the basic to the primary load forecast, we assume the corporation will spend \$1 billion in 1985 dollars by the year 2000 on efficiency improvement programs and will reduce peak by 1,000 megawatts by the year 2000. We further assume the corporation will implement time-of-use rates in 1989, phase them in gradually and shift 1,000 megawatts at peak by the year 2000. The chart shows that the impact on load looks small but is not insignificant in terms of the total of the gross. We are still working on those forecasts, but we think it is important to include in them that we are now forecasting Ontario Hydro will put a major focus on improving efficiency through the use of incentives to customers to make their energy use more efficient.

• 1620

The Chairman: Mr. Rothman, is that like cheaper rates after 6 p.m. or telephoning long distance on Sundays?

Mr. Rothman: It is similar to that.

The Chairman: I can see you do it with residential, but how do you do it in industry?

Mr. Rothman: Very energy-intensive processes shifting to off-peak periods is one of the things that might start taking place overnight.

Mr. McConnell: We have a presentation by Mr. Snelson to respond to what our strategy is to meet this load. You also requested us to talk about uranium supply, and we are going to respond to that. Lastly, we will give you costs on nuclear power.

Mr. Snelson: I am going to talk a little bit about our existing electricity system and the future requirements for demand and supply options, and then I will outline the main strategic directions emerging from our demand-supply option study.

The existing and committed system is diverse. It provides energy reliably and enables a large proportion of the energy to be met by low-cost indigenous energy sources, such as hydro-electric and nuclear.

[Traduction]

quel point les consommateurs prendront de leur propre chef des mesures de conservation en réaction aux prix. Il faut ensuite prévoir la conservation favorisée par des mesures incitatives et qui pourrait résulter des encouragements financiers accordés par l'Ontario Hydro aux consommateurs.

Nous disposons alors de deux prévisions. Comme le révèle le prochain graphique, nous avons les deux composantes des prévisions de la charge, la première étant les prévisions fondamentales et la seconde, les prévisions primaires. Afin de passer des prévisions fondamentales aux prévisions primaires, nous supposons que la société consacrera, d'ici à l'an 2000, 1 milliard de dollars de 1985 aux programmes d'amélioration de l'efficacité et réduira ainsi la consommation de pointe de 1,000 mégawatts d'ici à l'an 2000. Nous supposons en outre que la société implantera graduellement à partir de 1989 des tarifs en fonction de l'heure de consommation, de manière à réduire la consommation de pointe de 1,000 mégawatts d'ici à l'an 2000. Le graphique indique que l'incidence sur la charge paraît petite mais qu'elle est significative par rapport à la consommation totale. Nous travaillons encore à ces prévisions, mais nous jugeons important qu'elles tiennent compte du fait que nous prévoyons maintenant qu'Hydro-Ontario insistera fortement sur l'amélioration de l'efficacité par des mesures incitatives pour que les clients consomment l'énergie de manière plus efficiente.

La présidente: Monsieur Rothman, pensez-vous à quelque chose comme les appels interrurbains à prix réduit après 18 heures ou le dimanche?

M. Rothman: Quelque chose du genre.

La présidente: Je peux voir comment cela peut s'appliquer aux tarifs résidentiels, mais comment feriez-vous dans l'industrie?

M. Rothman: Faire passer des procédés qui consomment beaucoup d'énergie en dehors des périodes de pointe est l'une des transformations qui pourraient commencer à se faire du jour au lendemain.

M. McConnell: Nous avons un exposé de M. Snelson au sujet de la façon dont notre stratégie permettra de fournir cette charge. Vous nous avez aussi demandé de parler de l'approvisionnement en uranium et nous le ferons. Enfin, nous vous donnerons les coûts de l'énergie nucléaire.

M. Snelson: Je vais décrire brièvement notre réseau d'électricité actuel et les besoins futurs quant aux options relatives à l'offre et à la demande, puis je traiterai des principales orientations stratégiques qui ressortent de notre étude des options relatives à l'offre et à la demande.

Le réseau actuel et engagé est diversifié. Il fournit de l'énergie sûrement et permet de satisfaire à une grande partie des besoins énergétiques par des sources d'énergie locales à bas prix, telles que l'hydro-électricité et l'énergie nucléaire.

[Text]

Fossil-fuel generation, which has a somewhat higher fuel cost, is used mostly to meet peak demand in daily load variations as well as to provide a contingency coverage when hydraulic and nuclear are forced out of service or restricted by transmission limits. Fossil energy production is limited by environmental constraints and less expensive measures are taken to mitigate the environmental impacts of burning fossil fuels such as acid gas, carbon dioxide and particulars. Western Canadian coal is an available resource, but must be mixed with U.S. coal in our large coal-fuelled plants in southern Ontario due to the boiler design. A 100% use of western Canadian coal would require large capital investment for changes to those stations.

Ontario has an extensive network of high-voltage transmission lines linking the generation and load centres into an integrated bulk electricity system. This system is of critical importance to the economy and reliability of electricity supply in Ontario.

The Ontario system is interconnected with neighbouring provinces, Manitoba and Quebec, and with states in the U.S., Michigan and New York. As well as Ontario Hydro, these systems are interconnected as part of a large international grid stretching west to the Mississippi River and south all the way to Florida. The interconnections improve reliability and facilitate economy and emergency purchases.

Sales made to the U.S. and the interconnection lines built to facilitate such sales are in accordance with existing federal regulations under the National Energy Board. These federal regulations are considered appropriate at this time to protect the interests of Hydro's customers and Canadians in general.

Without action on new demand and supply options, the load-meeting capability of existing resources will soon be exceeded.

Mr. Dean Clay (Researcher for the Committee): Excuse me, Mr. Snelson. Why is there a decline in your capability there at a time when the last two units at Darlington will presumably be coming on line?

• 1625

Mr. Snelson: The capability line includes a presumed retirement of two old, rather inefficient, coal-fuel plants, one in Toronto, one in Windsor, which is that slight dip that occurs at that time.

Without action on new demand-supply options, some time in the mid-1990s we will be needing additional resources. The planning for these things is necessary now due to the long lead times for many of these options.

[Translation]

La production d'électricité à l'aide de combustibles fossiles, dont le coût est légèrement plus élevé que les autres formes d'électricité, sert surtout à répondre à la demande de pointe quand la charge quotidienne fluctue et à assurer une production d'urgence quand les sources hydro-électriques et nucléaires tombent en panne ou sont restreintes par des limites de transmission. La production d'énergie de ce genre est limitée par des contraintes environnementales, et des mesures moins coûteuses sont employées pour réduire les répercussions écologiques de l'utilisation de combustibles fossiles tels que les gaz acides, le gaz carbonique et les particules. Le charbon de l'Ouest canadien est une autre source à notre disposition, mais il doit être mélangé à du charbon américain dans nos grandes usines alimentées au charbon du sud de l'Ontario pour répondre aux exigences des chaudières. Pour pouvoir utiliser seulement le charbon de l'Ouest canadien, il faudrait d'importants investissements en immobilisations afin de modifier ces usines.

L'Ontario possède un vaste réseau de lignes de transmission à haute tension reliant les centres de production et les centres de répartition de la charge en un réseau intégré d'électricité en vrac. Ce réseau revêt une importance critique pour l'économie et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité en Ontario.

Le réseau ontarien est relié à ceux des provinces voisines, le Manitoba et le Québec, et à ceux d'États américains, le Michigan et l'État de New York. Ces réseaux sont interconnectifs dans une vaste grille internationale s'étendant jusqu'au fleuve Mississippi à l'ouest et jusqu'en Floride, au sud. Ces interconnections améliorent la fiabilité et favorisent les achats à prix économique et les achats d'urgence.

Les ventes effectuées aux États-Unis et les lignes d'interconnection construites pour faciliter ces ventes sont conformes aux règlements fédéraux existants établis par l'Office national de l'énergie. Les règlements fédéraux sont considérés satisfaisants à l'heure actuelle pour protéger les intérêts des clients de l'Hydro et les Canadiens en général.

Si nous ne prenons aucune mesure au sujet des options relatives à l'offre et à la demande, la capacité de charge des ressources existantes sera bientôt dépassée.

M. Dean Clay (rechercheur du Comité): Pardonnez-moi, monsieur Snelson. Pourquoi votre capacité diminue-t-elle au moment où les deux dernières unités de Darlington entreront vraisemblablement en fonction?

M. Snelson: La capacité comprend l'abandon prévu de deux vieilles usines au charbon plutôt inefficaces, l'une à Toronto et l'autre à Windsor, ce qui explique la légère diminution à ce moment-là.

Si nous ne prenons aucune mesure au sujet des options relatives à l'offre et à la demande, nous aurons besoin de ressources supplémentaires vers le milieu des années 90. La planification doit se faire maintenant parce que les

[Texte]

As noted earlier, we must plan to a load forecast band, rather than a single forecast line, as illustrated by this figure. When we consider the range in load forecasts, as discussed in Mitch's presentation, then the date for new demand-supply options can vary from the early 1990s, under an upper-load growth, to beyond 2005, under a lower-load growth. This emphasizes the need for flexibility in planning under uncertainty.

We have some initiatives currently under way, and with these initiatives the need date for new supply would move off until around the year 2000. The options accounted for here, not accounted for in the previous slide, include 1,000 megawatts of load shifting, to which Mitch has referred; 1,000 megawatts of efficiency improvements due to Ontario Hydro incentives, which would be in addition to any efficiency improvements due to the customers' own actions to reduce their bills; 1,000 megawatts of additional hydro-electric plant; and 330 megawatts of non-utility generation. It is also necessary to achieve that date in order to rehabilitate our Lakeview generating station of about 2,400 megawatts.

This date is based on reliability considerations. It is when we need capacity to be able to maintain reliable supply. The date of future additions could be affected by energy requirements and economics, by transmission limitations, possibly by environmental constraints, or other social factors.

As Lorne has indicated, we have considered many options and these have been evaluated based on a consistent set of criteria to assess which options or combinations of options best meet our requirements. It is important to realize that all options have some form of limitations. Load shifting and energy storage are limited by the system characteristics, by the amount of shifting that would be useful. Efficiency improvements, hydraulic generation, and co-generation are all in some way or another limited by the size of the economic resource. Obviously, you can only go so far with efficiency improvements before you come to efficiency improvements that are too expensive to undertake.

The major supply options, such as nuclear, coal, oil and gas are limited by the long lead times for the design, approval, and construction of those facilities. Wind and

[Traduction]

délais de mise en oeuvre de beaucoup de ces options sont très longs.

Comme nous l'avons indiqué tantôt et comme le révèle ce graphique, nous devons faire des prévisions de la charge à l'intérieur d'une bande plutôt que de prévoir une seule ligne. Quand nous considérons la fourchette des prévisions de la charge, dont Mitch a parlé dans son exposé, la date des nouvelles options relatives à l'offre et à la demande peut aller au début des années 90, si la croissance de la charge approche la limite supérieure de la fourchette, à au-delà de 2005, si elle s'approche plutôt de la limite inférieure. Il faut donc faire preuve de souplesse dans la planification quand il y a une telle incertitude.

Nous avons des projets en cours de réalisation grâce auxquels la date à laquelle nous aurons besoin de nouveaux approvisionnements pourrait être repoussée jusqu'aux alentours de l'an 2000. Les options dont il est question ici et dont ne tient pas compte la diapositive précédente comprennent les 1,000 mégawatts imputables au déplacement de la charge, auxquels Mitch a fait allusion; les 1,000 mégawatts attribuables à l'amélioration de l'efficacité par suite des mesures incitatives d'Ontario Hydro, qui pourraient s'ajouter aux améliorations de l'efficacité résultant des mesures prises par les clients pour réduire leur facture d'électricité; les 1,000 mégawatts fournis par une nouvelle usine hydro-électrique; et les 300 mégawatts produits par d'autres sources que les services d'utilité publique. Il faut également respecter ce calendrier pour réaliser la réfection de notre centrale de Lakeview qui produira environ 2,400 mégawatts.

Cette date se fonde sur les considérations de fiabilité. Autrement dit, la date où nous avons besoin de la capacité pour pouvoir maintenir un approvisionnement fiable. Le calendrier des ajouts futurs pourrait être influencé par les besoins énergétiques et des facteurs économiques, par les limites de la capacité de transmission, peut-être par des contraintes environnementales ou d'autres facteurs sociaux.

Comme Lorne l'a indiqué, nous avons considéré de nombreuses options en fonction d'une série uniforme de critères afin d'évaluer les options ou les combinaisons d'options qui répondent le mieux à nos exigences. Il importe de se rendre compte que toutes les options comportent certaines limites. Le déplacement de la charge et l'accumulation de l'énergie sont limités par les caractéristiques du réseau, par le montant du déplacement qui serait utile. Les améliorations de l'efficacité, la production hydro-électrique et la production bi-énergétique le sont toutes d'une certaine manière par la taille de la ressource économique. De toute évidence, les améliorations de l'efficacité ne peuvent aller que jusqu'à un certain point. Au-delà de ce seuil, elles deviennent trop coûteuses pour en valoir la peine.

Les principales options concernant l'offre, telles que l'énergie nucléaire, le charbon, le pétrole et le gaz, sont limitées par les longs délais qu'il faut compter pour

[Text]

solar power appear at the moment to be only economic in remote locations where they can displace diesel fuel.

A report on the initial screening of all the options, based on their technical feasibility and costs, was issued in November 1985. This report, entitled *Meeting Future Energy Needs: An Initial Review of the Options*, was prepared by the System Planning Division of Ontario Hydro, and we could make that available.

I will now move on to the strategy we are developing as part of this demand-supply option study. As has already been mentioned, the product of the study is a strategy. It will set out general strategic principles that tie together the existing corporate goals and the goals of the demand-supply planning strategy, and, under each of the five areas shown, considerations will be drafted that provide guidance on how the overlying general strategic principles can be achieved, and hence contribute to the overall corporate goal.

• 1630

The next slide outlines the strategic principles. The first is that our primary objective is customer satisfaction. This is consistent with existing corporate principles, but the emphasis here is on demand and supply options for promoting customer satisfaction.

One key element of customer satisfaction, and something that was stressed by the public in our consultation process, is that one of the things they expect from us most is reliable supply. They also expect we will provide electricity at low cost. We must be competitive. Low cost benefits business and promotes customer satisfaction.

In addition we must ensure that our activities are conducted in an environmentally and socially acceptable manner. Environmental assessments and other public review mechanisms help to define the acceptability of available options.

Rates must continue to be based on costs. This ensures equitable treatment. It is directed not only at our traditional supply options but also at the demand options.

Several priorities have emerged from the consultation program and the development of strategy. The main directions are as follows.

Our existing generation and transmission systems are the backbone of the future supply system. Therefore a high priority must be to maintain and improve the capability of our existing supply facilities. Early implementation of economic demand management programs is necessary if the need date for new major

[Translation]

concevoir, approuver et construire les centrales. Pour le moment, l'énergie éolienne et l'énergie solaire ne semblent économiques que dans les endroits isolés où elles peuvent remplacer le diesel.

Un rapport sur l'évaluation sommaire de toutes les options, en fonction de leur faisabilité technique et de leur coût, est paru en novembre 1985. Ce rapport, intitulé *Meeting Future Energy Needs: An Initial Review of the Options*, a été rédigé par la Division de la planification du réseau d'Hydro-Ontario et nous vous en avons remis des exemplaires.

Je passerai maintenant à la stratégie que nous élaborons dans le cadre de cette étude sur les options relatives à l'offre et à la demande. Comme nous l'avons déjà souligné, le produit de l'étude est une stratégie, qui définira les principes stratégiques généraux reliant les objectifs d'ensemble existants aux objectifs de la stratégie de planification de l'offre et de la demande. Dans chacun des domaines indiqués, nous élaborerons des considérations qui orienteront la manière dont les principes stratégiques généraux pourront être atteints et contribuer ainsi à la réalisation des objectifs d'ensemble.

La prochaine diapositive expose les principes stratégiques. Le premier est que notre principal objectif est la satisfaction des clients. Ce principe est conforme aux principes généraux existants, mais on met ici l'accent sur les options relatives à l'offre et à la demande de nature à promouvoir la satisfaction des clients.

Un élément clé de la satisfaction des clients, et que le public a souligné au cours de notre processus de consultation, est que les clients s'attendent surtout à un approvisionnement fiable de notre part. Ils s'attendent aussi que nous fournissions l'électricité à bas prix. Nous devons être concurrentiels. Les prix peu élevés sont avantageux pour les entreprises et favorisent la satisfaction des clients.

De plus, nous devons nous assurer que nos activités se déroulent d'une manière acceptable pour la société et pour l'environnement. Les évaluations écologiques et les autres mécanismes d'examen public aident à définir si les options disponibles sont acceptables.

Les tarifs doivent continuer de se fonder sur les coûts. C'est ce qui assure un traitement équitable. Cet aspect touche non seulement nos options relatives à l'offre traditionnelle mais aussi celles qui touchent à la demande.

Diverses priorités se sont dégagées du programme de consultation et de l'élaboration de la stratégie. Les principales orientations s'établissent comme suit.

Nos réseaux actuels de production et de transmission sont la clé de voûte du réseau d'approvisionnement de l'avenir. Par conséquent, une priorité importante doit être le maintien et l'amélioration de la capacité de nos installations existantes. Il faut mettre en oeuvre rapidement des programmes économiques de gestion de la

[Texte]

supply options is to be pushed significantly further into the future.

Non-utility generation will be encouraged by rates and incentives. These will be up to the avoided cost, as mentioned earlier. Higher rates would not be justified unless there were additional benefits.

For the hydraulic sites, an orderly development program of the remaining potential is needed to ensure a smooth application of resources.

When we come to the point where we need a major new supply, then the need should be met by the lowest-cost supply or purchase option that is available and is environmentally and socially acceptable at the time a commitment is made. Since a commitment is not needed at this time, it is important to keep our options open. It will be important to keep abreast of the new technologies that are emerging to burn coal more cleanly. To improve flexibility, it is important to investigate ways in which construction times for major plants can be shortened. We continue to explore the possibility of purchases of hydro-electric energy by continuing discussions with Manitoba and Quebec.

Our approval processes could be improved to provide greater flexibility. We expect we will be seeking approval for both generation facilities, if we need them, and associated transmission at the same time. We would be interested in ways of streamlining the process to make it more effective.

Where do we go from here? The strategy has been discussed with the Ontario Hydro board of directors. They have asked for some changes. After we have had some discussions with the provincial government, we expect the draft strategy will be published for public and government review. The process for review will be decided by the provincial government. We believe there is a need to inform the public of the draft strategy to give interested parties an opportunity to contribute their views and to have a forum where conflicting views can be examined objectively. This may best be accomplished by some form of public hearing. Following the government review process, a final demand-supply planning strategy can be developed.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Snelson. Mr. Bazeley.

[Traduction]

demande si la date où nous aurons besoin de nouvelles options importantes relatives à la demande doit être modifiée de manière significative.

La production par d'autres sources que les services d'utilité publique sera encouragée grâce aux tarifs et à des mesures incitatives, qui iront jusqu'au seuil de rentabilité mentionné tantôt. Des hausses de tarifs ne seraient pas justifiées à moins qu'elles ne donnent lieu à des avantages supplémentaires.

Pour les centrales hydro-électriques, il faut un programme de mise en valeur ordonnée des ressources encore disponibles afin d'assurer une exploitation sans heurts de ces ressources.

Quand vient le moment où nous avons besoin de nouveaux approvisionnements importants, le besoin devrait être satisfait par l'option relative à l'offre ou à la demande la moins coûteuse et acceptable du point de vue social et environnemental au moment où se prend l'engagement. Étant donné qu'aucun engagement n'est nécessaire pour l'instant, il est important de garder des cartes en réserve. Il importera que nous suivions les progrès techniques qui se dessinent actuellement afin de brûler le charbon plus proprement. Afin d'améliorer la souplesse, il importe d'étudier les moyens par lesquels les délais de construction des grandes usines peuvent être raccourcis. Nous continuons d'examiner la possibilité d'acheter de l'énergie hydro-électrique au cours des négociations continues avec le Manitoba et le Québec.

Nos processus d'approbation pourraient être améliorés afin d'assurer une souplesse accrue. Nous nous attendons à demander l'autorisation de construire de nouvelles installations de production, si nous en avons besoin, et à demander, du même coup, l'autorisation de construire les installations de transmission connexes. Nous aimerions trouver des moyens de rationaliser les processus pour les rendre plus efficaces.

Quelle sera la prochaine étape? Le conseil d'administration d'Hydro-Ontario a discuté de la stratégie. Les administrateurs ont demandé des changements. Après quelques discussions avec le gouvernement provincial, nous nous attendons que l'ébauche de la stratégie sera publiée pour que le public et le gouvernement puissent l'étudier. Le gouvernement provincial décidera quelle forme prendra cet examen. Nous croyons qu'il faut faire connaître l'ébauche de la stratégie au public afin de donner aux parties intéressées l'occasion d'exprimer leur opinion et d'avoir un cadre où des vues opposées pourront être examinées objectivement. Le meilleur moyen serait peut-être une audience publique. Après le processus d'examen par le gouvernement, une stratégie finale de planification de l'offre et de la demande pourra être élaborée.

La présidente: Je vous remercie beaucoup, monsieur Snelson. Monsieur Bazeley.

[Text]

[Translation]

• 1635

Mr. E. Bazeley (Manager, Nuclear Fuel Supply, Ontario Hydro): Thank you, Madam Chairman. I will indicate the sourcing of Ontario Hydro's uranium and give some indication of the types of contracts that are involved.

I thought I just might outline for background what the uranium ends up in, in the nuclear fuel bundles that are used in our reactors. There are two shown in the picture, a 28-element bundle and a 38-element bundle. At Bruce and Darlington stations 37-element bundles are used and the 28-element bundle is used at Pickering.

These bundles—we did not bring them with us—are about 50 centimetres long and 10 centimetres in diameter, 20 inches if you like by about 4 inches in diameter. They weigh around 20 kilograms, 45 pounds that is, so you can pick one up and carry it around. They are designed for on-par fueling, or the ability to fuel the reactor during operation, and they are also designed for ease and manufacture on a volume basis.

The uranium is built into the fuel in the form of compressed pellets that are centred into a hard oxide and that is the construction. That is then sealed in those tubes that are made of zircaloy, which is an alloy of zirconium. All of the structural components that you see there are in fact zircaloy.

The second overhead shows an approximate cost breakout just to give an idea of what is involved with these components. The uranium itself, the uranium concentrate being the starting material—that is what we obtain from the mines—runs anywhere in the order of 80%, or 79% to 83%, of the cost of the fuel. The refining of that uranium and what is called conversion into the oxide form that can be used, which is a uranium oxide powder that can be used to make the pellets, runs at about 3% to 5% of the cost. Then the actual fabrication of the bundles, the building into the bundle including the zircaloy, 11% to 15%. In round figures, the uranium you might say is roughly 80% and the manufacturing and refining of the uranium, the other components, are about 20%.

Uranium being the major item, of course, it necessarily receives the greatest attention in terms of the procurement plans and in terms of security.

The next overhead shows approximately Ontario Hydro's uranium requirements through to the year 2000. That shows a growth from the present roughly 3.4 million pounds of uranium oxide—that is what we obtain from the mines per year—to about 4.7 millions pounds by about 1993 when all of the Darlington units are in service.

M. E. Bazeley (directeur, Approvisionnement nucléaire, Hydro-Ontario): Merci, madame la présidente. Je vous indiquerai quelles sont les sources d'approvisionnement en uranium d'Hydro-Ontario et vous donnerai quelques indications sur les types de contrats en cause.

A titre de renseignement, je décrirai d'abord où aboutit l'uranium, c'est-à-dire dans les grappes de combustible nucléaire employées dans nos réacteurs. Vous en voyez deux sur la photo, une grappe de 28 éléments et une autre de 38 éléments. Aux centrales de Bruce et de Darlington, on emploie les grappes de 37 éléments, et à celle de Pickering, les grappes de 28 éléments.

Ces grappes—nous n'en avons pas amené avec nous—mesurent environ 50 centimètres de long et 10 centimètres de diamètre, ou si vous préférez environ 4 pouces de diamètre. Elles pèsent 20 kilogrammes, autrement dit 45 livres, de sorte qu'on peut les soulever et les transporter sans trop de difficulté. Elles sont conçues pour la combustion en cours de fonctionnement, c'est-à-dire qu'elles peuvent alimenter le réacteur en cours de fonctionnement, et sont aussi conçues de manière à pouvoir être fabriquées aisément sur une grande échelle.

L'uranium est intégré dans le combustible sous forme de boulettes comprimées et enrobées d'un oxyde dur. Elles sont alors scellées dans ces tubes en zircaloy, un alliage de zirconium. Tous les éléments structurels que vous voyez là sont en fait du zircaloy.

La deuxième vue montre la ventilation approximative des coûts, pour donner une idée de la valeur de ces composantes. L'uranium proprement dit, le concentré d'uranium étant la matière première—ce qu'on extrait des mines—représente aux alentours de 80 p. 100, de 79 à 83 p. 100, du coût du combustible. Le raffinage de cet uranium et ce qui est appelé la conversion sous forme d'oxyde pouvant être employé, c'est-à-dire de la poudre d'oxyde d'uranium à partir de laquelle on peut fabriquer les boulettes, représente environ de 3 à 5 p. 100 du coût. Puis, la fabrication proprement dite des grappes, y compris le zircaloy, de 11 à 15 p. 100. En gros, l'uranium représente environ 80 p. 100 du coût, et la fabrication ainsi que le raffinage de l'uranium, les autres composantes, environ 20 p. 100.

L'uranium étant le principal élément, il reçoit, bien sûr, la plus grande attention dans les plans d'approvisionnement et en ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement.

La prochaine vue révèle les besoins approximatifs en uranium d'Hydro-Ontario jusqu'à l'an 2000. Les besoins passeront de quelque 3,4 millions de tonnes d'oxyde d'uranium actuellement—c'est ce que nous obtenons des mines par année—à quelque 4,7 millions de tonnes vers 1993, quand toutes les unités de la centrale de Darlington fonctionneront.

[Texte]

The hydro formulated strategy—some for obtaining uranium and securing it—some 12 years ago was in an era of major construction of nuclear plants. The strategies themselves have not really changed that much although the conditions in some cases have.

The strategies might be enumerated something like this: the use of long-term contracts for a substantial portion of requirements; obtaining material from stable, reliable sources at reasonable pricing and flexibility, but with a definite mind to the security of supply to the large growing nuclear program; coupled with that, the use of a mixture of medium-term and short-term contracts; hopefully high flexibility and good pricing to make a mix; purchases of spot amounts or small quantities, if needed, to fill things like unexpected needs or certain market development requirements; as well as participation in exploration for uranium in Canada if and when an incentive would appear to be needed. Those were the sort of keystones of the basic policies. The strategies were of course aimed at source diversity and security and, hopefully, were consistent with good volume flexibility and economics.

• 1640

In terms of security, we are of course fortunate as a domestic user of uranium. Canada is the largest producer in the world now, with extensive resources. In 1986 Canadian production was some 30 million pounds, over 30% of the free world production of uranium. Hydro received about 12% of the Canadian output in 1986. We have made estimates or predictions of longevity for uranium, and although that is a tricky thing to do, we foresee that there should be ample uranium for Ontario Hydro within the Canadian resources and certainly within the world resources for a long time to come.

From the late 1960s, at the beginning of the program, Hydro's uranium has been virtually all Canadian sourced. The next overhead will show the historical split between the two major producing areas, Saskatchewan and Ontario, going back from about 1968, in that early period, through to the present. You will see the nature of that split. We also did in fact participate in uranium exploration for a period of time, particularly when there was some concern in the earlier days about the adequacy of reserves and the level of exploration in Canada. In the period through about 1970 to 1976, I think it was, we spent about \$9 million in uranium joint ventures.

The Chairman: In Ontario?

Mr. Bazeley: In a number of areas in Canada. We tried to centre on Ontario to some degree, although Ontario's resources are highly discovered already. So it was not

[Traduction]

La stratégie formulée par l'Hydro—pour obtenir l'uranium et pour assurer les approvisionnements—il y a une douzaine d'années a été énoncée pendant une période de grande construction de centrales nucléaires. La stratégie elle-même n'a pas beaucoup changé, bien que la conjoncture ait varié dans certains cas.

La stratégie pourrait se formuler comme suit: recourir à des contrats à long terme pour satisfaire une portion importante des besoins; obtenir un produit de sources stables et fiables à un prix raisonnable tout en s'assurant une souplesse raisonnable, mais en gardant constamment à l'esprit la sécurité de l'approvisionnement dans le cadre d'un grand programme nucléaire en expansion; recourir aussi à des contrats à moyen et à court terme, de préférence à un approvisionnement souple et à bon prix; acheter de petites quantités d'appoint, au besoin, pour satisfaire des besoins imprévus ou certaines exigences découlant de l'évolution du marché; et participer à l'exploration de l'uranium au Canada si des mesures incitatives semblent nécessaires. Voilà les éléments clés des politiques fondamentales. La stratégie visait, bien sûr, la diversité et la sécurité des approvisionnements, et nous espérons qu'elle serait capable de répondre à une grande variété dans le volume et aux exigences économiques.

En ce qui concerne la sécurité, nous avons bien sûr la chance d'utiliser de l'uranium canadien. Le Canada est le plus grand producteur au monde actuellement et possède de vastes ressources. La production canadienne en 1986 a atteint quelque 30 millions de livres, soit plus de 30 p. 100 de la production d'uranium du monde libre. L'Hydro a reçu environ 12 p. 100 de la production canadienne en 1986. Nous avons effectué des estimations ou des prévisions de la longévité de l'uranium, encore que ce soit une entreprise délicate, et nous prévoyons qu'il devrait y avoir amplement d'uranium pour répondre aux besoins d'Hydro-Ontario auprès des sources canadiennes et certainement auprès des sources mondiales pendant de longues années.

Depuis la fin des années 1960, où on a commencé le programme, l'Hydro s'est approvisionnée en uranium presque exclusivement au Canada. La prochaine vue illustre la répartition entre deux grands secteurs de production, la Saskatchewan et l'Ontario, de 1968, au tout début, jusqu'à maintenant. Vous constaterez la nature de cette répartition. Nous avons également participé activement à l'exploration de l'uranium pendant un certain temps, en particulier au début quand on s'inquiétait de l'ampleur des réserves et du niveau d'exploration au Canada. De 1970 à 1976 environ, si je ne m'abuse, nous avons consacré environ 9 millions de dollars à des entreprises conjointes d'exploration de l'uranium.

La présidente: En Ontario?

M. Bazeley: Dans diverses régions du Canada. Nous avons essayé de concentrer nos efforts en Ontario jusqu'à un certain point, même si les ressources de l'Ontario

[Text]

particularly fruitful, quite frankly. But we also were involved in exploration in British Columbia, where in fact we were involved with a successful find. We had a good deal in Saskatchewan; in fact, we are still a participant in one venture in Saskatchewan, although it is essentially being wound up. We also had a small share in a project in Nova Scotia. That delivery pattern very roughly tended to be about one-third Saskatchewan and two-thirds Ontario, and it is a very rough cut.

The next overhead gives a little more specific idea of our projected supply sourcing, first through the period 1987 to 1993. The two-thirds I talked about from Ontario is shown there as Elliot Lake, of course—and I will be explaining these contracts in a moment—roughly in the order of 1.5 million pounds per year from Denison, about 1.2 or so from Rio Algom, who are operators in the same area. The other third is, in very rough terms, from Saskatchewan, and we have contracts with Uranerz Exploration and Mining and Eldorado Nuclear. Both are partners in the Key Lake Mine in Saskatchewan. We expect something in the order of 1.4 million pounds coming from there, and this will vary somewhat.

As for the long term, 1994 to 2000 or beyond, that pattern will require some resolution, which I will describe in a minute. The Elliot Lake contracts alone provide for a higher level of material in that period; in total, about 7 million pounds per year, which is in excess of our requirements as the contracts stand. So there will have to be some resolution of that supply-demand situation.

The next overhead will show that rather clearly. The early period through to 1993 roughly balances out. It looks a little like supply is under, but it is not, because we have some existing excess stock in hand that is being worked off during that period. We are nearly balanced out. We have a slight excess, but it is not too serious. We have some means by which we feel we can trim that.

• 1645

The longer term from 1994 onward, clearly the supply as it stands, with the nominal contract amounts, is in excess of requirements, by quite a large measure. The reason is that the original plan was based on projections, as it was for many utilities, of a higher level of demand and more nuclear stations than we have in place, or planned at this time.

Mr. Clay: Mr. Bazeley, are you essentially locked into a take-or-pay arrangement with an option for resale to dispose of excess quantities of uranium in the existing contracts?

[Translation]

étaient déjà presque toutes découvertes. Ces travaux n'ont donc pas été particulièrement fructueux, pour être franc. Mais nous avons aussi participé à l'exploration en Colombie-Britannique, où nous avons fait une découverte. Nous avons été assez actifs en Saskatchewan; de fait, nous participons encore à une entreprise d'exploration en Saskatchewan, encore que les travaux soient pour ainsi dire au point mort. Nous avons également eu une petite participation dans un projet en Nouvelle-Ecosse. Le profil des expéditions a eu tendance, en gros, à être d'environ un tiers de la Saskatchewan et de deux tiers de l'Ontario.

La prochaine vue donne une idée un peu plus précise de nos sources d'approvisionnement prévues, d'abord entre 1987 et 1993. Les deux tiers en provenance de l'Ontario dont je viens de parler viennent d'Elliot Lake—et je donnerai des explications sur ces contrats dans quelques instants—en gros, 1,5 million de livres fournies par Denison, environ 1,2 million par Rio Algom, deux fournisseurs de la même région. L'autre tiers, plus ou moins, qui vient de la Saskatchewan, découle de contrats avec Uranerz Exploration and Mining et Eldorado Nuclear. Les deux sont associées dans la mine de Key Lake en Saskatchewan. Nous nous attendons à obtenir environ 1,4 million de livres de cette source, ce chiffre pouvant varier quelque peu.

A long terme, de 1994 jusqu'au-delà de l'an 2000, ce profil devra être revu, et j'en parlerai dans un instant. A eux seuls, les contrats d'Elliot Lake peuvent assurer des approvisionnements plus importants pendant cette période; au total, environ 7 millions de livres par année, ce qui dépasse nos besoins en vertu des contrats actuels. Il faudra donc revoir légèrement la situation de l'offre et de la demande.

La prochaine vue le démontre assez clairement. Au début, jusqu'en 1993, l'offre et la demande s'équilibrent. L'offre paraît un peu moins élevée que la demande, mais ce n'est pas le cas, parce que certains stocks excédentaires sont écoulés pendant cette période. L'équilibre est presque parfait. Il y a un léger excédent, mais rien de trop grave. Il existe des moyens grâce auxquels nous pensons pouvoir corriger la situation.

À long terme, soit après 1994, il est certain que l'offre, telle qu'elle se présente actuellement d'après les montants contractuels, dépasse les besoins, et de loin. Cet écart s'explique par le fait que le plan original se fondait sur des projections, comme ce fut le cas pour de nombreux services d'utilités publiques, selon lesquelles la demande aurait été plus élevée et les centrales nucléaires, plus nombreuses que ce qui existe actuellement ou est prévu pour le moment.

M. Clay: Monsieur Bazeley, êtes-vous pour ainsi dire coincé dans un contrat de prise ferme avec l'option de revendre pour écouler les quantités excédentaires prévues dans les contrats existants?

[Texte]

Mr. Bazeley: I can answer that now, or I can go on and tell you something about the contracts and answer it at that time. Would that be satisfactory?

Mr. Clay: Yes.

Mr. Bazeley: The longer-term problem will require substantial rationalization of the present supply arrangements to achieve a program with a supply level that is in line with the requirements and flexible enough to keep that relationship; and we also have to pay attention to achieving reasonable unit costs.

When we are working towards this rationalization, Hydro will have to deal with the question of the two major supply areas of Saskatchewan and Elliot Lake in Ontario, bearing in mind our present and the traditional supply pattern, which was more or less in accordance with our original intentions.

The current supply contracts are roughly listed here, and I will give you a little more detail. Take Elliot Lake first. As you can see, there are essentially four contracts.

For Elliot Lake, Denison Mines, a large contract runs through to the year 2012 and provides for a total of 115 million pounds. That is equivalent to 44,190 metric tonnes of uranium. I have given both dimensions because people may be familiar with one or the other or both. For Elliot Lake again, the contract with Rio Algom, which involves the production from their Stanley Mine, is about 75 million pounds, 28,800 metric tonnes, and that runs through until about 2020, if it runs its full course.

The other two contracts from Key Lake, Uranerz Exploration and Mining, are for a nominal amount of about 8.1 million pounds, a little over 3,000 metric tonnes. It runs from 1985 to 1993, in that first bracketed period I mentioned. The other one is with Eldorado Nuclear Limited, also a partner in Key Lake, for a nominal amount of 5.4 million pounds, 2,000 metric tonnes. It also runs from 1985 to 1993.

In the next overhead, I can add a little to that detail that may be helpful. First of all, the Denison contract. As indicated, the nominal total is 115 million pounds. The nominal delivery pattern is about 1.5 million to 2 million pounds to 1993—it is running at about 1.5 million, as I indicated—with a higher level, between 5 million and 6 million pounds, from 1994 to the end of the contract. That is the way the contract was constructed. It is finished off in 2012.

The pricing terms are actual cost of production, audited under proper accounting practices, plus \$5-a-pound profit with the \$5 escalated as a so-called base price. The provision is if the market—that is an actual negotiated figure for the market—exceeds the base price,

[Traduction]

M. Bazeley: Je peux soit répondre à cette question maintenant soit poursuivre mon exposé et vous répondre quand j'aborderai la question des contrats. Êtes-vous d'accord?

M. Clay: Oui.

M. Bazeley: Le problème à long terme nécessitera une importante rationalisation des contrats d'approvisionnement actuels afin d'arriver à un programme où le niveau de l'offre correspond aux besoins et est assez souple pour maintenir cette relation; nous devons aussi porter attention au fait que nous voulons des coûts unitaires raisonnables.

Dans cette entreprise de rationalisation, Hydro devra régler la question des deux grands secteurs d'approvisionnement qui se trouvent en Saskatchewan et à Elliot Lake en Ontario en tenant compte de notre profil d'approvisionnement actuel et passé, qui correspondait plus ou moins avec nos intentions premières.

Les contrats d'approvisionnement actuels sont indiqués sommairement ici, et je vous donnerai un peu plus de détails. Prenons d'abord Elliot Lake. Comme vous pouvez le constater, il y a essentiellement quatre contrats.

À Elliot Lake, nous avons un important contrat avec la Denison Mines, qui va jusqu'en 2012 et qui prévoit un total de 115 millions de livres, c'est-à-dire l'équivalent de 44,190 tonnes métriques d'uranium. Je donne les deux unités de mesure parce que les gens connaissent peut-être l'une ou l'autre, ou les deux. À Elliot Lake encore, le contrat avec la Rio Algom, qui prévoit la production à partir de la mine Stanley, représente quelque 75 millions de livres, 28,800 tonnes métriques, et s'échelonne jusqu'en 2020 environ, s'il est mené à terme.

Des deux autres contrats à la mine de Key Lake, celui qui a été conclu avec la société Uranerz Exploration and Mining correspond à une quantité nominale d'environ 8.1 millions de livres, soit un peu plus de 3,000 tonnes métriques. Il s'échelonne de 1985 à 1993, dans la première période que j'ai mentionnée. L'autre contrat, conclu avec la Eldorado Nuclear Limited, également associée à Key Lake, représente une quantité nominale de 5.4 millions de livres, soit 2,000 tonnes métriques. Il s'échelonne aussi de 1985 à 1993.

À propos de la prochaine vue, je peux ajouter quelques précisions utiles. Premièrement, au sujet du contrat avec la Denison. Comme je l'ai indiqué, le total nominal est de 115 millions de livres. Le profil des expéditions nominales est à peu près de 1.5 million à 2 millions de livres jusqu'en 1993—il se situe actuellement à environ 1.5 million de tonnes, comme je l'ai mentionné—et les expéditions passent à 5 à 6 millions de livres, de 1994 à la fin du contrat. Le contrat est prévu ainsi, et il prend fin en 2012.

Les prix sont fixés au coût réel de production, vérifiés selon les pratiques comptables normales, majoré d'un bénéfice de \$5 la livre, ces \$5 étant indexés et constituant un prix de base. Les modalités du contrat prévoient que si le marché—c'est-à-dire le prix réel négocié sur le

[Text]

then the payment becomes the base price plus half the difference. In other words, there is an "adder" if the market exceeds the base price, which it does not at the present time.

There were industry advance payments in connection with that contract for a specifically designated mine expansion program. They are paid back over the contract period in regular payments, but without interest. The advances for mine construction were approximately \$280 million.

• 1650

In basic terms, there is a provision relating to the pricing. Among other things, if the base price exceeds the market price for five consecutive years after 1985, the mine can supply at that lower price if they are able to or at some price satisfactory to Ontario Hydro or Ontario Hydro has the right to cancel the contract if it cannot be done. It has been loosely termed an economic obsolescence provision if the economics are bad. It has other standard things like prolonged force and ability to produce. They are quite standard in contracts.

The answer to your question answer is yes and no. There is a provision that could cause a basis for renegotiating the contract or even cancellation if it could not be satisfactorily negotiated. If the material can be supplied at the market price, we would be locked in. It is clearly the situation. For some years the uranium market has been more than a little depressed and the base price has exceeded the determined market price, but there is still time to go on that.

Mr. Clay: The resale option is not very viable now.

Mr. Bazeley: Yes. The contract relied quite heavily on resale provisions and they are not particularly practical today.

The other slide will indicate the similar contract with Rio Algom for production from a designated mine, the Stanleigh Mine. It is a nominal 75 million pounds, delivery by 1.2 to 1.7 million pounds to 1993 and 1.7 to 2 was the nominal capacity of the mine for the remainder with some option for variation.

The pricing term is very similar. These two contracts were developed together in roughly the same time in 1976-77. They were the subject of a review by a committee of the Ontario legislature when the contracts were drawn. In early 1978 government ratification was given.

The pricing term is similar, but slightly different. Cost production is \$5 a pound escalated in the same way as the base price. If the market exceeds the base price, payment is the base price plus one-third of the difference. That was

[Translation]

marché—dépasse le prix de base, le paiement devient alors le prix de base plus la moitié de l'écart. Autrement dit, il y a majoration si le prix du marché dépasse le prix de base, ce qui n'est pas le cas actuellement.

Des avances ont été consenties à l'industrie dans le cadre du contrat pour financer un programme précis d'expansion de la mine. Ces avances sont remboursées tout au long de la durée du contrat, par des paiements réguliers, mais sans intérêt. Les avances relatives à la construction de la mine se sont élevées à environ 280 millions de dollars.

Essentiellement, il y a une disposition concernant l'établissement du prix. Ainsi notamment, si le prix de base dépasse le prix du marché pendant cinq années consécutives après 1985, la mine peut approvisionner l'Hydro-Ontario à ce prix si elle est en mesure de le faire ou l'Hydro-Ontario a le droit d'annuler le contrat si l'approvisionnement ne peut se faire. C'est une espèce de disposition de caducité économique, qui s'applique si la conjoncture économique tourne mal. Il y a d'autres modalités normales comme la durée prolongée et la capacité de produire. Ces modalités sont assez courantes dans les contrats.

Pour revenir à votre question, la réponse est oui et non. Une disposition pourrait donner lieu à une renégociation du contrat ou même à l'annulation si les négociations achoppaient. Si le produit peut être fourni au prix du marché, nous serions coincés. C'est tout à fait le cas. Depuis quelques années, le prix de l'uranium est faible, plus que faible, et le prix de base dépasse le prix du marché déterminé, mais beaucoup de choses peuvent se produire avant la fin du contrat.

M. Clay: L'option de revente n'est pas très rentable actuellement.

M. Bazeley: C'est exact. Le contrat insistait assez fortement sur les modalités de revente, et elles ne sont pas particulièrement pratiques de nos jours.

L'autre diapositive porte sur le contrat semblable conclu avec la Rio Algom pour la production à partir d'une mine désignée, soit la mine Stanleigh. Il s'agit d'un contrat pour une quantité nominale de 75 millions de livres, livrables à raison de 1.2 à 1.7 million de livres jusqu'en 1993 et de 1.7 à 2 millions de livres comme capacité nominale pour le reste du contrat, et qui est assorti de certaines possibilités de changement.

Les modalités d'établissement du prix sont très semblables. Ces deux contrats ont été conclus à peu près en même temps, en 1976-1977. Ils ont fait l'objet d'un examen par un comité de l'assemblée législative de l'Ontario au moment où ils ont été rédigés. Au début de 1978, le gouvernement les a ratifiés.

Les modalités d'établissement du prix se ressemblent, mais diffèrent légèrement. Le coût de production est de \$5 la livre, indexé de la même façon que le prix de base. Si le prix du marché dépasse le prix de base, le paiement

[Texte]

in recognition of other factors in the contract and the mine, including a heavier capital requirements for hydro. Advance payments were made on an interest-free basis for mine development and paid back over the uranium shipment without interest. A total of \$350 million was the basic original advance for mine construction.

This contract is somewhat different in the area of termination. Until 1991 Ontario Hydro may terminate the contract as of the end of 1993 without any qualifications. It is based on five years' prior notice and there are other standard provisions. We are not locked in.

The Key Lake contracts are quite simple. The next overhead will show the contract with Uranerz Exploration and Mining, this one for a nominal 8.1 million pounds. Nominal delivery is in the range of 1 million pounds, 1985 to 1993, with flexibility provisions.

• 1655

These contracts were negotiated in 1981-82 under much different conditions in the uranium market. They have considerable flexibility and other provisions. Of course they fall into the pattern of the medium-term, high-quality contract that I talked about.

The pricing terms are... there are some fixed prices to 1987; in other words, 1985, 1986, and 1987. Then the pricing is based on the spot market, as published in written publications such as *Nukem* and *Nuexco*, with an escalated floor and ceiling limiters. In other words, there is a limit to how low it can go and there is a limit to how high it can go, structured with a number, with escalation.

Cancellation or renegotiation: just the standard terms here—prolonged *force majeure*, non-performance, and things of that kind. It is not that long a contract, and it hews a little closer to the market.

A similar contract is with Eldorado Nuclear, a Key Lake partner, a nominal total of 5 million pounds. Total delivery was 750,000 pounds, or in that order, 1985 to 1993, again with flexibility provisions. The pricing terms are similar, based on spot-market price—there were no fixed prices here—with escalated floor and ceiling limiters. That is a fairly common pattern for contracts in the last few years.

Cancellation provisions are just the standard sorts of things.

That completes my overview of the contracts.

My last figure would be just to give an indication... the bottom line is a projection by the Department of Energy in the United States of weighted-average prices for uranium in the U.S. The upper line is a projection of Hydro's weighted-average prices, or cost, if you like, for

[Traduction]

correspond au prix de base majoré du tiers de l'écart. Cette disposition tient compte d'autres facteurs au sujet du contrat et de la mine, notamment des besoins en capital plus importants pour l'Hydro. Des avances sans intérêt ont été consenties pour la mise en valeur de la mine et sont remboursées au fil des expéditions d'uranium. L'avance de base prévue à l'origine pour la construction de la mine était de 350 millions de dollars.

Ce contrat est quelque peu différent en ce qui concerne les moyens d'y mettre fin. Jusqu'en 1991, l'Hydro-Ontario peut décider de mettre fin au contrat en 1993 sans restrictions. Cette disposition repose sur un préavis de cinq ans, et il y a d'autres dispositions courantes. Nous ne sommes pas coincés.

Le contrat avec la mine de Key Lake est assez simple. La prochaine vue porte sur le contrat avec la Uranerz Exploration and Mining, d'une valeur nominale de 8.1 millions de livres. Les expéditions nominales se situent au alentours de 1 million de livres, de 1985 à 1993, et des dispositions prévoient une certaine souplesse.

Ces contrats ont été négociés en 1981-1982, quand la conjoncture du marché de l'uranium était bien différente. Ils contiennent des dispositions accordant une souplesse considérable et d'autres dispositions. Bien sûr, ils font partie du profil à moyen terme, du contrat de haute qualité dont j'ai parlé.

Les modalités d'établissement du prix sont... il y a quelques prix fixes jusqu'en 1987; autrement dit, en 1985, 1986 et 1987. Puis, le prix se fonde sur le prix du marché au comptant publié dans des revues comme *Nukem* et *Nuexco* et prévoit un seuil et un plafond indexés. Autrement dit, il y a des limites au minimum et au maximum qu'il peut atteindre, et une indexation.

Au sujet de l'annulation ou de la renégociation, les modalités sont normales—force majeure prolongée, non-exécution et ainsi de suite. Ce n'est pas un contrat à long terme, et il suit le marché d'un peu plus près.

Nous avons un contrat semblable avec l'Eldorado Nuclear, associée à Key Lake, d'une valeur nominale totale de 5 millions de livres. Les expéditions se chiffrent à 750,000 livres par année de 1985 à 1993, et le contrat prévoit une certaine souplesse. Les modalités de prix sont semblables. Le prix se fonde sur le prix du marché au comptant—sans prix fixe dans ce cas—et prévoit un seuil et un plafond indexés. Ces modalités sont assez courantes dans les contrats conclus ces dernières années.

Les dispositions concernant l'annulation sont normales.

Voilà qui complète mon survol des contrats.

La dernière vue donne une idée... la ligne du bas illustre une projection effectuée par le département de l'Énergie des États-Unis des prix moyens pondérés de l'uranium aux États-Unis. La ligne du haut représente une projection des prix moyens pondérés, ou du coût si

[Text]

its total uranium supply. That is higher than we would like, although it is a similar pattern. Included in there is the cost to Hydro of the interest cost on the interest-free advances that were made. The principal is repaid, but there is the cost of interest. That is included in there, which tends to make that line higher.

That is an overall indication of where we stand. Obviously economics are a consideration in rationalizing our supply, not just quantity.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Bazeley. It is extremely interesting.

Mr. Gagnon: I was hoping these gentlemen would take us through pages 18 on and show us the price comparisons of generating electricity in Mr. McConnell's presentation.

Mr. McConnell: In addition to your specific request for uranium supply contracts—we were not too sure exactly why you wanted us to talk about supply contracts—you asked us to talk about the economics of nuclear power. I have a hand-out you have received and I would like to touch on some of the highlights of it.

• 1700

First, if one is going to talk about economics, economics means in part how you pay and in part what the competition or alternatives are. So I am proposing to make a quick review of the commercially developed nuclear options that are available in the world today; talk briefly about the world recognition of CANDU, a Canadian achievement; and review briefly the CANDU objectives and the performance. Then I have in my paper quite a bit on costs, methods, factors, components, experience, comparisons, and benefits. Then I would like very briefly to comment on future considerations important to retaining the CANDU option in Canada.

In the world there are four basic commercial nuclear concepts: a pressurized water reactor, a boiling water reactor—they are both light water types—a graphite reactor, and a CANDU. The CANDU, as you know, is a Canadian development. The majority of the reactors in the world today are the light water type, pressurized water and boiling water.

The superior performance of the Canadian concept, CANDU, was not recognized until the late 1970s with the early successful performance of the commercial Pickering "A" station near Toronto, which started up in 1971 and 1973. We then reported that to the world.

However, prior to the late 1970s, the advanced countries had already adopted the light water and graphite

[Translation]

vous préférez, des approvisionnements de l'Hydro en uranium. Ces prix sont plus élevés que ce que nous aimerions, encore que les profils se ressemblent. Ils comprennent les frais d'intérêts, pour l'Hydro, des avances sans intérêts que nous avons consenties. Le principal est remboursé, mais sans intérêts. Ces intérêts sont compris ici et expliquent pourquoi la ligne a tendance à être plus élevée.

Voilà un survol général de notre situation. De toute évidence, les facteurs économiques entrent en jeu dans la rationalisation de nos approvisionnements, pas seulement les quantités.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Bazeley. C'est extrêmement intéressant.

M. Gagnon: J'espérais que ces messieurs nous amèneraient jusqu'à la page 18 et aux pages suivantes et nous indiqueraient les comparaisons de prix pour la production de l'électricité dans l'exposé de M. McConnell.

M. McConnell: En plus de votre demande précise au sujet des contrats d'approvisionnement en uranium—nous ne savions pas exactement pourquoi vous vouliez que nous parlions des contrats d'approvisionnement—vous nous avez demandé de traiter des aspects économiques de l'énergie nucléaire. J'ai un document que vous avez reçu et j'aimerais en faire ressortir les points saillants.

Premièrement, quand on parle de facteurs économiques, on entend notamment comment on paie et quelle est la concurrence ou quelles sont les solutions de rechange. Je propose donc de passer brièvement en revue les options nucléaires commerciales qui s'offrent dans le monde, de nos jours, de parler brièvement de la reconnaissance mondiale du CANDU, une réalisation canadienne, et d'examiner sommairement les objectifs et le rendement du CANDU. J'ai aussi dans mon document quelques renseignements sur les coûts, les méthodes, les facteurs, les éléments, l'expérience, les comparaisons et les avantages. Puis, j'aimerais dire un mot sur les considérations futures importantes au sujet de l'option CANDU au Canada.

Il existe dans le monde quatre grands types de réacteurs nucléaires commerciaux: un réacteur à eau pressurisée, un réacteur à eau bouillante—les deux emploient de l'eau légère—un réacteur au graphite et le CANDU. Comme vous le savez, le CANDU est une réalisation canadienne. La majorité des réacteurs dans le monde actuellement font appel à l'eau légère, eau pressurisée et eau bouillante.

Le rendement supérieur du réacteur canadien, le CANDU, n'a pas été reconnu avant la fin des années 70, après les premiers succès de la centrale commerciale «A» de Pickering, près de Toronto, qui a commencé à fonctionner en 1971 et en 1973. Nous avons alors signalé ce succès au monde.

Mais avant la fin des années 70, les pays avancés avaient déjà adopté les réacteurs à l'eau légère ou au

[Texte]

concepts. Everybody had made up his mind before we had any evidence of the superiority of the heavy water type; the decisions were already made.

CANDU is a Canadian concept and was developed in Canada with much lower research and development costs than for other concepts. In many respects it is a unique, extraordinary, high-tech Canadian achievement. Even the great railway construction across Canada, of which we are so proud, was based upon technology from the United Kingdom and the United States.

This committee may or may not be aware that it was Canada, not the United States, that operated the first high-flux nuclear reactor in the world, and that was in 1947 at Chalk River. Also, you may be unaware that Canada did the reactor testing for the United States in the development of the world's first nuclear submarine, and that was also done in the middle of this century.

Ontario Hydro is proud to have shared with AECL the development of the CANDU nuclear electric station for the peaceful purpose of producing safe, low-cost electricity, and also radioactive cobalt, which has extended the lives of many hundreds of thousands of people around the world. In Ontario Hydro we produce over 80% of the world's supply of cobalt that is used for medicine.

Ontario Hydro's nuclear program is very important to Ontario. Sixteen commercial units are in service and four commercial units are under construction. This overhead shows that nuclear power represents 33% of Ontario Hydro's current power capacity. In terms of electric energy, nuclear electric stations of the CANDU type meet 51% of Ontario's needs this year. So, for the lights that are on in this room, half is coming from nuclear and the other half is coming from other things.

In 1990, after the four units of the Darlington station are in service, CANDU stations are expected to meet 65% of Ontario's electricity needs. The bottom line is that it is already a very important thing.

In terms of public concerns, people are concerned about the safety of nuclear stations, particularly in the light of accidents that occurred at the Three Mile Island station in the United States at Chernobyl in Russia. Public concern also exists regarding environmental impacts of disposing of radioactive wastes. Critics of nuclear power question whether nuclear power is economic if all the costs are included, such as decommissioning and radioactive waste. I propose to present to you some facts having to do with actual performance of CANDU plants in Ontario.

[Traduction]

graphite. Tout le monde s'était fait une idée avant que la supériorité du réacteur à eau lourde ne soit démontrée; les décisions étaient déjà prises.

Le CANDU est un réacteur canadien mis au point au Canada moyennant des frais de recherche-développement beaucoup moins élevés que pour les autres types de réacteurs. À bien des égards, c'est une réalisation canadienne unique et extraordinaire dans le domaine de la technologie de pointe. Même la construction des chemins de fer d'un océan à l'autre, dont nous sommes si fiers, se fondait sur des techniques importées du Royaume-Uni ou des États-Unis.

Les membres du Comité ne savent peut-être pas que c'est le Canada, et non les États-Unis, qui a exploité le premier réacteur à flux élevé dans le monde, à Chalk River en 1947. Vous ne savez peut-être pas non plus que le Canada a fait les essais du réacteur pour les États-Unis lors de la mise au point du premier sous-marin nucléaire au monde, et cela au milieu du siècle également.

L'Ontario Hydro est fière d'avoir partagé avec la CCEA la mise au point de la centrale électrique nucléaire CANDU à des fins pacifiques pour produire de l'électricité sans danger et à peu de frais, et aussi le cobalt radioactif, qui a prolongé la vie de centaines de milliers de personnes dans le monde. À l'Hydro-Ontario, nous produisons plus de 80 p. 100 du cobalt employé dans le monde à des fins médicales.

Le programme nucléaire de l'Ontario Hydro est très important pour l'Ontario. Seize unités commerciales sont en service et quatre, en construction. Cette vue indique que l'énergie nucléaire représente 33 p. 100 de la capacité actuelle de production d'énergie de l'Ontario Hydro. En ce qui concerne l'énergie électrique, les centrales nucléaires CANDU couvrent 51 p. 100 des besoins de l'Ontario cette année. Ainsi, pour éclairer cette salle, la moitié de l'électricité est produite par l'énergie nucléaire et le reste par d'autres moyens.

En 1990, quand les quatre unités de la centrale de Darlington fonctionneront, les centrales CANDU devraient couvrir 65 p. 100 des besoins d'électricité de l'Ontario. On peut en conclure que cette forme d'énergie est déjà très importante.

Pour ce qui est des préoccupations du public, les gens se soucient de la sécurité dans les centrales nucléaires, en particulier depuis les accidents survenus aux centrales de Three Mile Island aux États-Unis et de Tchernobyl, en Russie. Il existe aussi des inquiétudes au sujet des répercussions sur l'environnement de l'élimination des déchets radioactifs. Ceux qui critiquent l'énergie nucléaire se demandent si cette forme d'énergie est économique une fois que tous les coûts sont inclus, notamment la désactivation et les déchets radioactifs. Je propose de vous présenter quelques faits au sujet du rendement réel des centrales CANDU en Ontario.

[Text]

[Translation]

• 1705

The five elementary objectives of the CANDU program are to have good performance in respect to worker safety, public safety, environmental protection, reliability, and cost. A low cost of nuclear power has meaning only if good performance has first been achieved for the first four objectives. All five objectives must be and are simultaneously and continuously achieved.

Worker safety: From the very beginning of our Nuclear Operations Program in 1955 until the end of 1986, we have worked 123 million person-hours. There has never been a fatality; no employee has ever been injured by radiation. We have had impressive safety records with our coal and hydro stations, but our nuclear has been best. Clearly, our own employees have been much safer at work than at home. Just as a matter of interest, when our employees were not at work during that period of time, we had nine fatalities. Nobody gets hurt at work; we have had zero injuries at work. It is the same thing with regard to injuries—people are much safer at work than when they leave the work.

No other major industry in Canada has such an impressive record. The bottom line is excellent performance.

With regard to public safety, we now have 216 reactor years of operating experience. There has never been a radioactive-related fatality or injury to a member of the public. The radioactive-risk criteria have been fully met at every station every year. The bottom line again is excellent performance. But we are not taking the future for granted, and we must ensure that public risk is kept to a minimum. Although nuclear power cannot be expected to be risk-free in the future, we have every reason to believe the total public risk will continue to be lower than for most or all energy alternatives. We expect continued public concern and it is a major challenge to us to renew and sustain public acceptance. We are particularly desirous of renewing public acceptance on the part of elected people in Canada and Ontario.

In terms of environmental protection performance, we continuously control and monitor all of our gaseous and water effluents into the environment at every nuclear station. Our emission standards are set very conservatively and fall within the international and Canadian standards regulated by the Atomic Energy Control Board of Canada. Emissions have never exceeded the standards and our typical results have been less than 1% of our standards. The bottom line again is excellent performance.

Les cinq objectifs élémentaires du programme CANDU sont d'obtenir de bons résultats quant à la sécurité des travailleurs, à la sécurité du public, à la protection de l'environnement, à la fiabilité et au coût. De l'énergie nucléaire produite à peu de frais n'a de sens que si de bons résultats ont d'abord été obtenus quand aux quatre premiers objectifs. Les cinq objectifs doivent être atteints en même temps et continuellement.

Au sujet de la sécurité des travailleurs: depuis le tout début de notre programme d'opérations nucléaires en 1955 jusqu'à la fin de 1986, nous avons travaillé 123 millions d'heures-personnes. Il n'y a jamais eu d'accident mortel, aucun employé n'a été blessé par radiation. Nous avons eu des résultats impressionnants en matière de sécurité dans nos centrales au charbon et dans nos centrales hydroélectriques, mais ils ont été encore meilleurs dans nos centrales nucléaires. Il est certain que nos propres employés sont beaucoup plus en sécurité au travail qu'à la maison. A titre d'exemple, durant cette même période, neuf d'entre eux ont subi des accidents mortels en dehors du travail. Personne n'est blessé au travail. Il n'y a eu aucune blessure au travail. La même observation s'applique aux blessures—les employés sont beaucoup plus en sécurité au travail qu'ailleurs.

Aucune autre industrie importante au Canada n'a une fiche aussi impressionnante. Ce qui compte par-dessus tout, c'est un rendement excellent.

En ce qui concerne la sécurité du public, nous avons actuellement 216 années-réacteurs d'expérience pratique. Aucune personne du public n'est décédée ni a été blessée à cause de la radioactivité. Les critères concernant les risques radioactifs ont été complètement observés par toutes les centrales tous les ans. Encore une fois, ce qui prime, c'est l'excellence. Mais nous ne prétendons pas que le présent est garant de l'avenir et nous devons nous assurer que le risque pour le public est maintenu au minimum. Bien qu'on ne puisse affirmer que l'énergie nucléaire ne pose aucun risque à l'avenir, nous avons tout lieu de croire que le risque total pour le public continuera d'être inférieur à celui que présentent la plupart des autres formes d'énergie. Nous nous attendons que le public continue de s'inquiéter et nous devons relever le grand défi qui consiste à renouveler et à maintenir l'acceptation du public. Nous sommes particulièrement soucieux de renouveler cette acceptation chez les élus du Canada et de l'Ontario.

A propos des résultats en matière de protection de l'environnement, nous contrôlons et surveillons continuellement tous nos effluents gazeux et liquides dans l'environnement à chacune des centrales nucléaires. Nos normes d'émission sont très strictes et respectent les normes internationales et canadiennes établies par la Commission de contrôle de l'énergie atomique du Canada. Les émissions n'ont jamais dépassé les normes, et, en règle générale, elles ont été inférieures à 1 p. 100 des quantités tolérées par les normes.

[Texte]

CANDU plants have the best lifetime reliability performance in the world, as compared with the other types of nuclear plants in other countries. On the left you see the CANDU performance and on the right you see the pressurized water and light water reactors. The graphite reactors are on the extreme right. I think it is only a matter of time before the graphite reactor probably goes out of business.

In terms of getting down to cost evaluations, I would like to acknowledge at the outset that cost evaluations and cost comparisons are complex. If I were to suggest otherwise I would be dishonest. It is a major undertaking to make fair comparisons between different energy options. However, Ontario Hydro is in the energy business. We do have such discipline for making fair-cost comparisons and we are under continuous public scrutiny with regard to our cost experience and cost projections. Furthermore, we have published our cost experience around the world.

I am going to make a few simple presentations to you on cost. We use three cost-comparison methods.

• 1710

In the interests of time I will just mention that these are a present value method we use for economic decisions. Ontario Hydro's decisions are based upon the present value method, but we also use an accounting method. This is how we actually charge our customers after our plants start up, because this is what is considered an equitable treatment of customers.

Thirdly, we used a leveled method, which I think is becoming increasingly recognized as the best method for making inter-utility comparisons in different countries, particularly for base-load applications.

Today I will be talking about total unit energy cost and giving you some comparisons there. The total unit energy cost, or what we abbreviate as TUEC, can be defined as the total annual cost divided by the annual net electricity produced. When you divide them, you end up with units in which the electricity cost is expressed in cents per kilowatt hour; and of course that is very similar whether you are talking about cents per litre for gasoline or cents per kilogram for butter.

I am going to be talking in terms of 1987 dollars and I am going to be talking about constant dollars rather than inflated dollars in terms of the data I give you. Most of my data will be expressed using the leveled cost method, but just to illustrate the leveled method as distinct from the accounting method, I have an overhead here that just compares the two. You will see there are two lines on that graph, one is the accounting method in which you see that the costs at the beginning of the station life are high and then using a straight-line depreciation method the

[Traduction]

Les centrales CANDU ont le meilleur rendement à vie au monde en ce qui concerne la fiabilité quand on les compare avec les autres types de centrales nucléaires des autres pays. À gauche, vous voyez le rendement des réacteurs CANDU et à droite celui des réacteurs à eau pressurisée et à eau légère. Les réacteurs au graphite sont à l'extrême droite. Je crois qu'à terme le réacteur au graphite disparaîtra.

Quant aux évaluations de coûts, je dois reconnaître dès le départ que les évaluations et les comparaisons de coûts sont complexes. Je serais malhonnête si je prétendais le contraire. Faire des comparaisons entre différentes options énergétiques est une entreprise de taille. Mais l'Ontario Hydro oeuvre dans le secteur énergétique. Nous avons des moyens d'établir des comparaisons de coûts assez justes et nous faisons l'objet d'une surveillance publique continue en ce qui concerne nos coûts réels et nos projections de coûts. De plus, nous avons publié des statistiques sur nos coûts dans le monde entier.

Je vous donnerai quelques explications simples sur les coûts. Nous nous servons de trois méthodes de comparaison des coûts.

Pour gagner du temps, je signale simplement que nous avons recours à une méthode de la valeur actuelle pour prendre nos décisions économiques. Les décisions de l'Ontario Hydro se fondent sur la méthode de la valeur actuelle, mais nous employons aussi une méthode comptable. Voilà comment nous facturons nos clients après que nos centrales entrent en fonction, parce que c'est ce qui est considéré comme une manière juste de traiter les clients.

Troisièmement, nous faisons appel à une méthode de nivelage, qui est de plus reconnue comme la meilleure méthode pour comparer les services d'utilités publiques de divers pays, en particulier pour les applications concernant la charge de base.

Aujourd'hui, je parlerai du coût énergétique unitaire total et vous donnerai quelques points de comparaison. Le coût énergétique unitaire total peut être défini comme le coût annuel total divisé par la quantité nette annuelle d'électricité produite. Le résultat donne des unités dans lesquelles le coût de l'électricité est exprimé en cents par kilowatt-heure; cela ressemble, bien sûr, aux cents par litre pour l'essence ou aux cents par kilogramme pour le beurre.

Je m'exprimerai en dollars de 1987 et en dollars constants plutôt qu'en dollars nominaux dans les statistiques que je vous donnerai. La plupart de mes données sont calculées à l'aide de la méthode du coût nivelé, mais pour montrer en quoi cette méthode diffère de la méthode comptable, j'ai ici une vue qui compare les deux. Vous voyez qu'il y a deux lignes sur ce graphique; l'une représente la méthode comptable. Les coûts au début de la vie de la centrale sont élevés et, sous l'effet de la méthode de l'amortissement linéaire, ils ont tendance à

[Text]

costs tend to go down with time. The leveled method is in fact the technique we prefer because it produces a better comparison since policies for accounting vary from utility to utility. The leveled method has the advantage that it is independent of the policies that a particular utility has.

Just as a matter of appreciating some of the difficulties, a utility that builds large units will tend to have lower costs because of the economy of scale and a utility that builds multi-unit stations will tend to have lower costs than for one-unit stations, so if we are going to make comparisons that are fair we have to make sure we are comparing apples with apples, same size, same number of units.

Comparisons can be misleading when stations being compared were built at different times in which different requirements existed and you are talking about the different kinds of dollars. That is another thing you have to make sure of for fair comparisons.

In the next overhead, which I will not discuss at great length, I have a list of many other factors. The first two there, of course, are unit size and unit station, but there are many other factors that enter into cost comparisons and this just gives you an idea as to why I said it was complex.

Setting all that aside, we do make comparisons and they are relevant if you take great care. I would now like to talk about the life-cycle cost components. I regret that the other gentleman who was wanting information had to leave, but he can perhaps look at this data at his own leisure and we would be pleased to respond to any questions later.

Ontario Hydro cost evaluation and comparisons consider all the cost components during the entire life-cycle of the station. The life-cycle costs included are the initial capital cost, the periodic capital modifications and re-tubing costs, decommissioning capital costs, annual operations, maintenance and administration costs, and the annual fueling costs. The annual fueling costs include both the cost of new fuel and an allowance for the ultimate cost of fuel disposal.

• 1715

Now, for the presentation today I will talk about a reference station. Ontario Hydro has cost experience on four CANDU stations. Each of these stations is a four-unit station; thus there is cost experience on 16 CANDU units. Two of these stations, Bruce "A" and Bruce "B", have units in the 800 megawatt class; and two stations, Pickering "A" and Pickering "B", have units in the 500

[Translation]

diminuer avec le temps. La méthode du nivelage est celle que nous préférons. Elle permet une meilleure comparaison, vu que les politiques comptables varient d'un service d'utilités publiques à l'autre. Cette méthode a l'avantage d'être indépendante des politiques des divers services d'utilités publiques.

Pour vous donner une idée des difficultés, un service d'utilités publiques qui construit de grandes unités a tendance à avoir des coûts moins élevés en raison des économies d'échelle et un service d'utilités publiques qui construit des centrales comportant plusieurs unités a tendance à avoir des coûts inférieurs à celui qui construit des centrales à une unité; alors, si nous voulons faire des comparaisons justes, nous devons nous assurer que nous comparons des pommes avec des pommes, même taille, même nombre d'unités.

Les comparaisons peuvent être trompeuses quand les centrales comparées ont été construites à des époques différentes, que des exigences différentes s'appliquaient et que les dollars ne valaient pas la même chose. Voilà d'autres aspects dont il faut tenir compte pour que les comparaisons soient équitables.

Dans la prochaine transparence, dont je ne parlerai pas en détail, il y a une liste de nombreux autres facteurs. Les deux premiers ici sont, bien sûr, la taille de l'unité et de la centrale, mais de nombreux autres facteurs sont considérés dans les comparaisons de coûts. Je voulais simplement vous faire comprendre en gros ce que je voulais dire quand je déclarais que c'était complexe.

Ceci dit, nous faisons des comparaisons, et elles sont pertinentes si nous y mettons beaucoup de soin. J'aimerais maintenant parler des éléments de coût du cycle de vie. Je regrette que le monsieur qui voulait des précisions ait dû partir, mais il pourra peut-être examiner ces données tout à loisir, et nous serons heureux de répondre à toute question par la suite.

Les évaluations et les comparaisons de coûts de l'Ontario Hydro tiennent compte de tous les éléments de coût pendant tout le cycle de vie de la centrale. Ces coûts comprennent les coûts initiaux des immobilisations, les modifications périodiques des immobilisations et les coûts de réfection de la tuyauterie, les coûts en capital de la désactivation, les frais d'exploitation annuels, les frais d'entretien et d'administration et les frais annuels de combustible. Les frais annuels de combustible comprennent à la fois le coût du nouveau combustible et une provision pour le coût final de l'élimination du combustible.

Pour l'exposé d'aujourd'hui, j'utiliserai le cas d'une station de référence. Ontario Hydro connaît les coûts pour quatre stations CANDU. Chacune de ces stations comporte quatre unités; nous connaissons donc les coûts pour seize unités CANDU. Deux de ces stations, Bruce «A» et Bruce «B», possèdent des unités appartenant à la catégorie des 800 mégawatts; et deux stations, Pickering

[Texte]

megawatt class. In addition, Ontario Hydro is constructing four units at the Darlington "A" station, also in the 800 megawatt class.

For this reference plant today, I will be talking about 1987 Canadian dollars. I will be talking about a four-unit station. I will be talking about the 800 megawatt class, specifically 881 megawatts per unit. I will be talking about a capacity factor in the lifetime of 80%; and for this station, I will be talking about bringing the units into service with nine-month intervals.

That is the reference station we are talking about here, which is very, very similar to Darlington and Bruce stations for which we have experience.

This overhead is a table of the levelized total-unit energy cost of the CANDU reference plant expressed in constant 1987 cents per kilowatt hour. The capital corresponds to 1.47¢ per kilowatt hour, the OM & A is 0.39¢ per kilowatt hour, and the fuel is 0.49¢ per kilowatt hour, which adds up to a total of 2.35¢ per kilowatt hour. In round numbers, it is easier to remember that the capital is approximately 1.5¢ and each of the other two components is 0.5¢, making it roughly 2.5¢. That is an easy way to remember it.

I have also shown you for this reference place what the costs would be in terms of what Ontario Hydro customers would see. That is using the accounting method, and you can see that it starts there at around 4.5¢ and declines to around 1.5¢. With the levelized method, it would be 2.35¢.

I am not going to present all the details to you, but the hand-out gives you the detailed capital costs and levelized costs for the various components of capital. It is the same thing with OM & A and the same thing with the different fuelling costs. Ted Bazeley has talked about the components of that: uranium concentrate, refining, manufacturing, irradiated fuel disposal, and so on.

What I would like to do in the remaining time is make some comparisons with the other things that are available to Ontario Hydro. From the time Ontario Hydro was created in 1906 until the middle of the century, all electricity was produced from hydro power. That is why it was called Ontario Hydro, and it is still called Ontario Hydro. Some additional hydro was developed between 1950 and 1987; however, the majority of our growth between 1950 and on was coal and nuclear.

You can ask the question: does Ontario Hydro have any economic undeveloped hydro power left? The answer is yes, we have some left for peaking, but we have already developed all the base-load stuff. So this basically is telling you that, as far as Ontario is concerned, there is not really anything to compete with the nuclear on base-load because there is none left.

Are you with me so far on that option?

[Traduction]

«A» et Pickering «B», possèdent des unités appartenant à la catégorie des 500 mégawatts. Ontario Hydro construit en outre quatre unités à la station de Darlington «A», qui seront aussi de la catégorie des 800 mégawatts.

Pour cette station de référence, les chiffres que j'utiliserai seront en dollars canadiens de 1987. Il s'agira d'une station à quatre unités. Chacune des unités a une capacité de 800 mégawatts, plus précisément, de 881 mégawatts. Le facteur de capacité sera de 80 p. 100, et les unités de cette station entreront en service à intervalles de neuf mois.

Nous partirons donc des données de cette station, qui ressemblent presque en tous points aux stations de Darlington et de Bruce, que nous connaissons assez bien.

Ce tableau donne la répartition du coût total par unité de la station de référence CANDU exprimé en cents constants de 1987 par kilowatt-heure. Le coût en capital correspond à 1,47c. par kilowatt-heure, les frais à 0,39c. par kilowatt-heure, et le combustible, à 0,49c. par kilowatt-heure, pour un total de 2,35c. Pour faciliter les choses, on peut dire que le coût en capital est d'environ 1,5c., et chacun des deux autres éléments, de 0,5c., ce qui fait environ 2,5c.

Nous avons aussi calculé ce que cela voudrait dire pour les clients de Ontario Hydro. En appliquant la méthode comptable, vous pouvez constater que les prix s'échelonnent entre 4,5c. et 1,5c. Selon la méthode de la répartition, il serait de 2,35c.

Je ne vais pas entrer dans tous les détails, mais la documentation que nous vous avons fournie renferme précisément tous les détails pertinents au coût en capital et au coût distribué de leurs divers éléments. Nous avons fait de même pour les frais administratifs et les différents coûts des combustibles. Ted Bazeley a parlé des éléments de ces coûts: concentré d'uranium, raffinage, fabrication, élimination des combustibles irradiés, et le reste.

Je voudrais maintenant faire quelques comparaisons avec les autres possibilités dont dispose encore Ontario Hydro. De la création de Ontario Hydro, en 1906, au milieu du siècle, toute l'électricité était produite au moyen de l'eau. C'est pourquoi on avait baptisé notre société Ontario Hydro, nom qu'elle porte encore. Quelques autres projets d'hydro-électricité ont été réalisés entre 1950 et 1987, mais c'est au charbon et au nucléaire que nous devons la plus grande partie de l'augmentation de notre capacité depuis 1950.

Vous voudrez peut-être savoir si Ontario Hydro a épuisé toutes ses ressources hydro-électriques. Non, il nous en reste encore un peu pour les périodes de pointe, mais nous avons déjà mis en valeur tout ce dont nous disposons pour la puissance de base. C'est donc dire que pour l'Ontario, il n'y a vraiment pas d'autres solutions que le nucléaire pour la puissance de base, parce que toutes les autres ressources sont déjà exploitées.

Est-ce que vous me suivez?

[Text]

The Chairman: No, I am not.

Mr. McConnell: We have developed all the hydro power that can be sold.

The Chairman: We heard that, yes.

Mr. McConnell: But we do have some undeveloped hydro power we can use for peaking. Ken Snelson talked about it earlier, that we would be developing the remaining amount. Therefore, as far as cost competition is concerned, it is not an option for Ontario because it does not exist.

Coal is an option. We did an update in 1987 on the comparison of CANDU nuclear with coal. If we build a station using U.S. coal and operate it at an 80% capacity factor, the nuclear has an advantage of being about 36% cheaper.

• 1720

The Chairman: Do you take environmental concerns into consideration?

Mr. McConnell: Yes, this particular comparison for the U.S. coal assumes it is fully scrubbed. The Canadian coal has less sulphur in it to begin with, but we also meet the environmental requirements. In that particular case, the nuclear advantage is about 60%, because western Canadian coal is so much more expensive, primarily because it is so expensive to haul across Canada. You can therefore see the comparison of CANDU versus coal.

Mr. R. Furness (Government Relations Officer, Ontario Hydro): I cannot see what those lines mean on there, the zero—

Mr. McConnell: The nuclear advantage, I was saying, is 36%, if you are talking about base-load application at 80% capacity factor. At the right-hand end of the U.S. coal, it is 36%. As we are talking about a base-load application, it has a 36% advantage over the CANDU. It is 36% cheaper.

Mr. Gagnon: Your vertical scale as a percentage. . .

Mr. McConnell: Right, that is the nuclear advantage on the vertical scale, as a percentage.

Mr. Furness: It is operating at 80%.

Mr. McConnell: Yes. On that graph you can also see that for peaking applications, say operating at 20%, we would still prefer the coal. Therefore Ontario Hydro, as we indicated earlier today, has coal-fired capacity to meet peaking, and the nuclear to meet the base-load.

[Translation]

La présidente: Non.

M. McConnell: Nous utilisons déjà toutes les sources de puissance hydro-électrique qui peuvent être vendues.

La présidente: Oui, nous avons compris cela.

M. McConnell: Mais nous avons encore quelques réserves pour les périodes de pointe. Ken Snelson disait justement plus tôt que nous allions faire le nécessaire pour mettre à profit ce qui reste. Par conséquent, pour ce qui est des coûts, l'Ontario n'a pas le choix.

On pourrait toujours utiliser la houille. Nous avons effectué en 1987 une étude comparative entre l'utilisation de la puissance nucléaire CANDU et celle de la houille. Si nous construisions une station dans laquelle on utiliserait de la houille en provenance des États-Unis, et que nous l'exploitions à un facteur de 80 p. 100, la puissance nucléaire serait 36 p. 100 moins chère.

La présidente: Tenez-vous compte des facteurs environnementaux dans tout cela?

M. McConnell: Oui. Cette comparaison avec la houille en provenance des États-Unis suppose une épuration complète. La houille canadienne renferme moins de soufre, mais nous satisfaisons aussi aux exigences ayant trait à l'environnement. Dans ce cas-là, l'utilisation du nucléaire coûte environ 60 p. 100 moins cher, parce que la houille en provenance de l'Ouest du Canada est beaucoup plus chère en raison, principalement, du coût élevé du transport. Cela vous donne donc une idée de la différence entre le CANDU et la houille.

M. R. Furness (agent des relations gouvernementales, Hydro-Ontario): Je ne comprends pas, là, le zéro. . .

M. McConnell: L'avantage du nucléaire, comme je le disais, est de 36 p. 100, en ce qui a trait à la puissance de base avec un facteur de capacité de 80 p. 100. À l'extrême droite de la ligne «houille en provenance des États-Unis», l'avantage est de l'ordre de 36 p. 100. Dans le cas de la puissance de base, l'avantage est de 36 p. 100 par rapport au CANDU. Elle est 36 p. 100 moins chère.

M. Gagnon: Il est exprimé en pourcentage dans l'échelle verticale. . .

M. McConnell: C'est juste. C'est l'avantage du nucléaire dans l'échelle verticale, présenté en pourcentage.

M. Furness: Moyennant une capacité de 80 p. 100.

M. McConnell: Oui. Sur le graphique, vous pouvez aussi constater que pour les périodes de pointe, à un facteur de 20 p. 100, nous préférons toujours la houille. Ainsi, comme nous le disions plus tôt, nous avons la capacité de répondre à la demande des périodes de pointe à l'aide de la houille, et nous nous servons de la puissance nucléaire pour répondre à la demande de base.

[Texte]

The Chairman: In future projections will you always have a mix, or would you like to have a mix in the long term?

Mr. McConnell: In the long-term future, you always need both unless you get to the point where society never varies its habits.

The Chairman: That is what we are waiting for, are we not, Paul?

Mr. McConnell: If you said that people were going to wash their dishes at night, rather than in the daytime, and they washed their clothes at night—

The Chairman: That is impossible.

Mr. McConnell: We will always have more electricity being consumed now, than we will at nighttime.

The Chairman: You are dealing with women and it is their prerogative to change their minds.

Mr. McConnell: Men in industry are peculiar, too. Another comparison is to say, well, to hell with CANDU, let us build a nuclear plant that has been developed elsewhere in the world and the option we picked is PWR. In this particular comparison what we have done. . .

Mr. Snelson: Excuse me, you have the wrong one up.

Mr. McConnell: Oh, sorry. The next one I have is on purchase. One option we have is not to generate it ourselves. We are going to buy it from Manitoba or Quebec and they will develop, say, more hydro power.

In this particular case, we have been negotiating with them. We have not, as yet, been able to arrive at any firm power agreement. I will be quite straightforward with you. We would not divulge the dialogue we have had with those people during negotiations, but once an agreement is reached, we usually make it public. So what we are in a position to say here is that we were offered a purchase from Quebec, which they had offered to New England.

On the right-hand side is a recent deal that was made between Hydro-Québec and New England utilities for a sale between 1990 and the year 2000. We have calculated that as being a levelized cost of 3.27¢, as compared with the CANDU levelized cost of 2.35¢.

The Chairman: Is that over a period of 40 years, or how many?

• 1725

Mr. McConnell: The advantage of the levelized cost is that 2.35¢ is levelized over a 40-year period. The other one is levelized over a 10-year period, but it makes it apples versus apples. If you use a levelized cost, there is no problem. In that particular case, which is a recent example, Quebec made a sale at a value 39% higher than our CANDU cost. That is the best information I can give you at the moment on purchasing.

[Traduction]

La présidente: A long terme, utiliserez-vous toujours ces deux sources d'énergie?

M. McConnell: A long terme, il faudra toujours utiliser les deux, à moins que notre société ne change ses habitudes.

La présidente: C'est ce que nous espérons tous, n'est-ce pas, monsieur McConnell.

M. McConnell: Si vous décidiez que les gens devront laver leur vaisselle en soirée, plutôt que pendant le jour, et qu'ils feront de même pour la lessive. . .

La présidente: C'est impossible.

M. McConnell: La demande sera toujours plus importante pendant le jour qu'en soirée.

La présidente: Oui, c'est une affaire de femmes, et les femmes ont le droit de changer d'idée.

M. McConnell: Les hommes aussi ont des attitudes plutôt bizarres, vous le savez. Une autre possibilité serait de laisser tomber le CANDU et d'installer une centrale nucléaire qui a été mise au point quelque part ailleurs dans le monde. Pour fins de comparaison, nous avons retenu. . .

M. Snelson: Je m'excuse, mais ce n'est pas tout à fait cela.

M. McConnell: Oh! Oh! Je m'excuse. Une autre possibilité serait d'acheter de l'électricité. Nous pourrions en acheter au Manitoba ou au Québec, par exemple.

Nous en avons parlé avec ces provinces, mais nous n'avons pas encore conclu d'entente ferme. Je serai franc avec vous en vous disant que nous ne divulguons pas les discussions que nous avons eues avec les représentants des provinces au cours des négociations, mais en règle générale, quand nous arrivons à une entente, nous en faisons connaître les termes publiquement. Nous pouvons toutefois dire que le Québec nous a fait une offre, offre qu'il avait déjà faite à la Nouvelle-Angleterre.

Vous avez ici, à droite, les chiffres ayant trait à un contrat de vente passé entre Hydro-Québec et la Nouvelle-Angleterre pour la période de 1990 à l'an 2000. Nous avons calculé que cela revenait à 3,27¢, comparativement à 2,35¢ pour le CANDU.

La présidente: Est-ce sur une période de 40 ans?

M. McConnell: L'avantage est que les 2,35¢ sont répartis sur une période de 40 ans, tandis que l'autre prix est réparti sur une période de 10 ans, mais cela revient au même. En utilisant un coût réparti, il n'y a pas de difficulté. Dans ce cas précis, qui ne remonte pas très loin, le Québec a vendu de l'électricité 39 p. 100 plus cher que ce que nous coûte celle que nous produisons à l'aide du CANDU. C'est tout ce que je peux vous dire à l'heure actuelle pour ce qui est de l'achat d'électricité.

[Text]

In terms of nuclear versus nuclear, this overhead is a comparison of CANDU versus a pressurized water reactor. We could not build a pressurized water reactor in Ontario for such a low cost. This assumes that we have already spent about \$40 to \$50 billion building PWRs to get down to that number. It assumes a program of PWRs equal in size to the CANDU we have already developed. We are bending over backwards to indicate how low we think Ontario Hydro can get.

It is a lot better than the Americans have achieved. Ontario Hydro has typically had superior productivity to the United States. They have never been able to compete with this.

We think we can do better if we build a PWR as well. It is taken into account in the estimate. The CANDU still comes out lower by 15%. In terms of the CANDU program up to 1986, it gives you an idea of the benefits we have enjoyed so far.

Our savings in Ontario as a result of our nuclear program in terms of customer savings and accounting costs are about \$2 billion. Our rates are down about 9% less than they would have otherwise been. We have avoided buying 150 million tonnes of coal from the U.S. It would have cost us about \$8 billion in terms of the balance sheet between the U.S. and Canada. We have reduced the emissions of sulphur dioxide by about 2,000,000 tonnes. If we had not had this program, we would have been about 36% higher in foreign content in terms of our program.

Our projection to 1996 shows savings of \$12 billion accumulated and \$29 billion up to 2010. That is assuming we do not commit ourselves to another nuclear plant. It gives you an idea of the benefits we have achieved and the projected benefits, assuming we do not commit to a nuclear plant in the future.

Mr. Clay: In those pages you did not go into detail. On page 23 your initial capital cost is assumed to be \$6.5 billion for the station in 1987 dollars.

Mr. McConnell: That is correct.

Mr. Clay: As a point of reference, can you tell me what your current estimate of the cost of Darlington would be in both 1987 dollars and in spent dollars?

Mr. McConnell: In terms of the dollars of the year, it would go forward to 1992 and includes interest on construction. The last estimate was about \$10.9 billion. This is expressed in 1987 dollars. Darlington was a plant we committed in 1978. Because of the planning delays, it has run up a huge interest on construction. I have forgotten the exact number on interest on construction, but it would be in the order of \$4.5 to \$5 billion. That is an unusual situation where we undergo those kinds of planning delays. This particular number in 1987 dollars

[Translation]

Pour ce qui est du nucléaire, vous avez là une comparaison entre l'électricité produite à l'aide d'un réacteur CANDU et l'électricité produite à partir d'un réacteur à eau pressurisée. Nous ne pourrions pas construire un réacteur à eau pressurisée en Ontario à un prix aussi bas. Cela supposerait que nous ayons déjà consacré de 40 à 50 milliards de dollars à la construction de réacteurs à eau pressurisée. Cela supposerait l'installation d'autant de réacteurs à eau pressurisée que nous avons de CANDU à l'heure actuelle. Nous essayons de démontrer à quel point Hydro-Ontario peut bien faire.

Notre rendement est bien meilleur que celui des Américains. Notre productivité est en général meilleure qu'aux États-Unis. Les États-Unis n'ont jamais pu être concurrentiels sur ce plan.

Nous pensons aussi faire mieux si nous construisons un réacteur à eau pressurisée. Nous en tenons compte dans les prévisions. L'électricité produite à partir du CANDU nous coûte 15 p. 100 moins cher. Vous pouvez constater les avantages que nous a procurés le programme CANDU jusqu'en 1986.

En Ontario, notre programme nucléaire nous a permis d'épargner environ 2 milliards de dollars. Nos tarifs sont de 9 p. 100 inférieurs à ce qu'ils auraient été autrement. Nous avons évité d'avoir à acheter 150 millions de tonnes de houille aux États-Unis. Cet achat aurait fait pencher la balance d'environ 8 milliards de dollars en faveur des États-Unis. Nous avons réduit les émissions d'acide sulfurique d'environ 2 millions de tonnes. Si nous n'avions appliqué ce programme, le contenu étranger dans notre programme aurait été de 36 p. 100 plus élevé.

D'ici 1996, nous aurons épargné 12 milliards de dollars, et en l'an 2010, 29 milliards de dollars. Cela suppose que nous ne construisons pas d'autres centrales nucléaires. Cela vous donne une idée des avantages que nous a procurés ce programme et des avantages qu'il nous procurera encore, en supposant que nous ne construisons pas d'autres centrales nucléaires.

M. Clay: Vous n'êtes pas entré dans les détails dans ce document. À la page 23, on suppose que le coût de départ sera de l'ordre de 6,5 milliards de dollars pour la construction de la centrale, en dollars de 1987.

M. McConnell: C'est juste.

M. Clay: À titre de référence, pourriez-vous me dire où on en est en dollars de 1987 et ce que vous prévoyez pour la construction de la centrale de Darlington?

M. McConnell: Pour l'année en cours, nos prévisions s'étendent jusqu'en 1992 et comprennent les intérêts pour la construction. Au dernier relevé, nous en étions à environ 10,9 milliards de dollars. Ceci est exprimé en dollars de 1987. L'engagement à l'égard de la centrale de Darlington remonte à 1978. À cause de toutes sortes de retards dans la planification, la construction a entraîné des frais d'intérêt extrêmement élevés. Je ne me souviens pas du chiffre précis, mais ce serait de l'ordre de 4,5 à 5 milliards de dollars. De tels retards dans la planification

[Texte]

assumes a normal construction schedule. But the dollars here do derive directly from Darlington; they correspond. Does that answer your question?

• 1730

Mr. Clay: Yes. As a follow-on, is there any further anticipated escalation in the cost of Darlington, or is your \$11 billion approximately considered to be—

Mr. McConnell: Oh, no, I think that is pretty firm. In the last two or three years we have lowered the estimates on occasion, and we have raised them. The primary things are interest rates changing around, that sort of thing. That is the difficult thing to put a handle on.

In the levelized accounting method, we use a 4.25% real interest rate. That is the differential between the interest that is active and the assumed inflation rate. That might be argued as a little high, or you might argue it as being a little low, but that is dealer's choice.

Going over to Ontario versus U.S. rates, on the calendar, 1950 to now, on the bottom line on the left-hand side we have the customer price for electricity. That is cents per kilowatt hour Canadian, and that is expressed in constant 1985 dollars. The solid line is the actual price Ontario consumers paid for electricity during the period from 1950 to now. The upper line, with all those little pluses up there, is the actual average price, also expressed in Canadian cents, using the exchange rate of the year between Canada and the U.S. That shows that Ontario Hydro rates were approaching the average U.S. rates, just about the time of the first oil embargo in 1973. You can see how the U.S. rates took off like a rocket. They are up around 9.5% average, and ours are around 5%. On average now, theirs are almost double ours.

There are number of reasons for those rates of ours keeping low. One is that we were protected a little bit by our 20% hydraulic, which did not undergo that inflation. The majority of that was the nuclear. Today we are half nuclear—51% of our energy is nuclear. It is much cheaper than the U.S. nuclear, it is much cheaper than the U.S. oil, and it is much cheaper than the U.S. coal. It was our nuclear option that kept us in and has put us into a highly competitive position on electricity relative to the United States.

Basically the Ontario average electricity is about the same as the average in Canada. Even though we have places like Quebec and Manitoba and B.C. that are all

[Traduction]

ne sont pas coutume. Ce chiffre, en dollars de 1987, suppose un calendrier de construction normal. Mais les chiffres que vous voyez ici s'appliquent directement à Darlington. Cela répond-il à votre question?

M. Clay: Oui. Pour faire suite à ma première question, vous attendez-vous à ce que la construction de la centrale de Darlington dépasse les 11 milliards de dollars prévus?

M. McConnell: Non, cette prévision est assez juste. Dans les deux ou trois dernières années, nous avons parfois rajusté nos prévisions à la hausse et à la baisse. Ces fluctuations sont surtout dues au taux d'intérêt. C'est cela qu'il est difficile de contrôler.

Dans la méthode comptable de répartition, que nous avons utilisée, nous avons supposé un taux d'intérêt réel de 4,25 p. 100. C'est la différence entre le taux d'intérêt courant et le taux d'inflation estimé. On peut considérer que ce taux est un peu trop élevé ou un peu trop bas, mais il faut bien partir de quelque chose.

En comparant les tarifs de l'Ontario et ceux des États-Unis, sur le calendrier, de 1950 à aujourd'hui, sur la ligne du bas, nous avons les prix de l'électricité pour les consommateurs. Ces prix sont en cents canadiens pour chaque kilowatt-heure, et sont exprimés en dollars constants de 1985. La ligne continue représente le prix qu'ont payé les consommateurs de l'Ontario de 1950 à nos jours. La ligne du haut, avec tous ses signes plus un peu partout, représente le prix moyen, aussi exprimé en cents canadiens, calculé selon le taux de change de l'année entre le Canada et les États-Unis. On peut constater que les tarifs d'Hydro-Ontario se rapprochaient des tarifs moyens aux États-Unis, aux environs du moment où le premier embargo sur le pétrole a été décrété en 1973. Vous pouvez constater que les tarifs américains ont alors grimpé extrêmement rapidement. Ils ont grimpé d'environ 9,5 p. 100 en moyenne, et les nôtres se situent à quelque 5c. À l'heure actuelle, leurs tarifs sont presque le double des nôtres, en moyenne.

Il y a bien des raisons qui expliquent que nos tarifs soient aussi bas. Tout d'abord, nous avons été protégés un peu par notre capacité de production hydraulique de 20 p. 100, qui n'a pas été touchée par cette inflation. Notre électricité était en grande partie produite à l'aide du nucléaire. Aujourd'hui, nous produisons 51 p. 100 de notre énergie par ce moyen. Notre énergie nucléaire nous coûte beaucoup moins cher que celle que l'on produit aux États-Unis que ce soit à partir du nucléaire, du pétrole ou de la houille. C'est notre choix de la puissance nucléaire qui nous a permis de résister et qui nous a placés dans une position très concurrentielle sur le plan de l'électricité par rapport aux États-Unis.

D'une manière générale, le prix de l'électricité en Ontario se situe à peu près dans la moyenne au Canada. Même s'il y a des provinces, comme le Québec, le

[Text]

hydraulic, because of our nuclear option we are not very far removed in terms of competing.

I have here the best international comparison I could make to you. I felt there was some advantage of using data prepared by another country. This particular overhead was an analysis done in the United Kingdom. It used a leveled method. The data are expressed in 1984 U.S. cents per kilowatt hour. I have switched now from Canadian cents to U.S. cents. This was prepared by a Prof. Jones who is head of Economics and Energy Studies in the United Kingdom Atomic Energy Authority.

• 1735

He presented this data in a talk in 1986. He said:

The only satisfactory method for international comparisons of base-load plant is the single-station lifetime leveled cost approach.

That is a reinforcement of the conviction we presented to you earlier about the leveled concept.

He goes on in his paper to caution people about drawing conclusions on comparisons. I gave you a long list of factors with the same caution.

In this table I would really encourage you to pay more attention to the nuclear compared with the coal than I would with the country compared with the country. It turns out that central Canada, which means Ontario, is the lowest in the world on this particular computation done by the United Kingdom. But I caution you and say this is not an absolute proof. I think the analysis we did ourselves on PWR versus CANDU right here in Ontario was more meaningful. However, you can see that in many countries there is a very attractive nuclear advantage, running from 11% up to the highest, I guess, at about an 80% advantage over coal in the case of France.

Finally, in spite of all this excellence in the CANDU performance to date in all respects, if there is any concern, it is the question of whether Canada has matured enough in trying to have some high-tech developments as compared with being a resource-based industry, whether this country will follow through and ensure this high performance continues in the future. In particular, to complete the job, we need to follow through in making sure the performance remains high as the stations become older. Competitive advantage can never be taken for granted in the future. Other countries will advance technology, and if we want to stay out in front, something we have achieved, then of course we have to continue to advance our technology to remain competitive.

[Translation]

Manitoba et la Colombie-Britannique, qui tirent toute leur électricité de la force hydraulique, notre choix du nucléaire rend quand même nos prix assez concurrentiels.

J'ai ici la comparaison la plus révélatrice que je vais apporter sur le plan international. J'ai pensé qu'il serait utile d'examiner des données préparées dans un autre pays. Cette analyse a été effectuée au Royaume-Uni. On a utilisé la méthode de la répartition. Les renseignements sont exprimés en cents américains de 1984 par kilowatt-heure. Nous passons maintenant de la valeur canadienne à la valeur américaine. Cette étude a été réalisée par M. Jones, qui est directeur des études en matière d'économie et d'énergie auprès de l'Autorité de l'énergie atomique du Royaume-Uni.

Il a présenté ces données à l'occasion d'un discours qu'il a prononcé en 1986. Il disait:

La seule méthode qui permette de comparer de façon satisfaisante des centrales de production de base sur le plan international est celle du coût réparti sur la durée totale d'une centrale.

Cela renforce ce que vous nous disions plus tôt au sujet de la méthode de répartition.

Il poursuit par une mise en garde à propos des conclusions que l'on pourrait être tenté de tirer à partir de comparaisons. Je vous ai remis une longue liste de facteurs accompagnés de la même mise en garde.

Dans ce tableau, je vous inciterai davantage à considérer la comparaison du nucléaire avec la houille plutôt que celle entre les pays. Dans cette compilation effectuée au Royaume-Uni, il s'avère que c'est dans la région du centre du Canada, plus précisément en Ontario, que les coûts sont les moins élevés. Mais il ne faut pas accorder trop d'importance à cette constatation. Je pense que la comparaison que nous avons faite entre le réacteur à eau pressurisée et le CANDU, ici même en Ontario, est plus significative. Mais vous pouvez toutefois constater que le nucléaire offre des avantages très attrayants par rapport à la houille dans de nombreux pays, qui s'échelonnent de 11 p. 100 à quelque chose comme 80 p. 100, dans le cas de la France, par exemple.

Enfin, malgré l'excellence du rendement du CANDU à tous les égards, jusqu'à maintenant, il faut se demander si le Canada met suffisamment l'accent sur la haute technologie et s'il fera les efforts nécessaires pour maintenir cette performance. Pour parfaire le travail, nous devons notamment faire en sorte que le rendement demeure élevé malgré le vieillissement de nos centrales. Nous ne devons pas nous reposer sur nos lauriers. D'autres pays vont continuer de progresser sur le plan technologique, et si nous voulons demeurer en tête, nous allons évidemment devoir en faire autant si nous voulons demeurer concurrentiels.

[Texte]

This continuity of CANDU capability depends on sharing the responsibility among utilities and industry and universities and governments. In all respects it is vital, if we are going to have this continuing success, not only for the operating plant we have... but to keep the option open to meet future requirements. I would particularly like to say on behalf of AECL that we regard the AECL engineering, development, and research capability as a major part of the required continuity of Canadian capability.

If I have sounded biased, it is because I am. I went into the nuclear business during World War II, so I have been in it for some 42 years or so.

The Chairman: Mr. McConnell, thank you very much. It certainly has been a very comprehensive presentation. I think it will take a few of us, including myself, some time to digest it.

Mr. Gagnon: I want to add to Mrs. Sparrow's thanks and comments. It was an excellent presentation.

When you had your environmental protection slide up, you talked about effluents. What effluents would be discharged from nuclear stations?

Mr. McConnell: Effluents from nuclear stations are primarily heated water. The CANDU station is a canned plant. Unlike with a coal-fired station, there is no stack and there are no emissions, but we do have to take water in from a lake. In our case it is from Lake Ontario or Lake Huron, and it has to go through the condenser because at these stations about two-thirds of the heat that is generated from nuclear fission goes into the effluent water.

• 1740

Mr. Gagnon: Does this cool off the heavy water before the heavy water is recycled?

Mr. Snelson: It cools the steam that has been used to generate power, and the steam that is used to generate power is generated in a heat exchanger with the heavy water coolant. Therefore, one stage is removed from the heavy water coolant through another isolated system.

Mr. Gagnon: On page 23A, you have the levelized capital cost component. Would you take me through the mathematics to get to \$1,850 per kilowatt? You have \$6.5 billion. I believe that is the correct number.

Mr. Snelson: Right. Yes, sir.

Mr. Gagnon: Are you dividing it by 881?

Mr. Snelson: No, you are dividing it by 4 times 881, because there are four units in a station and each one would produce 881 megawatts. Therefore the total output from the station will be somewhere around 3,500 megawatts.

[Traduction]

Cette continuité repose sur le partage de la responsabilité entre les services publics, l'industrie, les universités et les gouvernements. Ceci est vital à tous les égards, si nous voulons poursuivre dans le même sens, non seulement en ce qui a trait aux centrales que nous avons à l'heure actuelle... mais si nous voulons satisfaire aux besoins futurs. Je voudrais dire, au nom de l'EACL, que nous considérons que la continuité du rendement canadien repose en grande partie sur les capacités d'ingénierie, de développement et de recherche de l'EACL.

Si vous pensez que j'ai un parti pris, vous avez raison. J'ai commencé à oeuvrer dans le domaine du nucléaire au cours de la Deuxième Guerre mondiale; je suis donc dans le domaine depuis quelque 42 ans.

La présidente: Monsieur McConnell, je vous remercie infiniment. Vous nous avez présenté là un exposé fort complet. Nous allons sûrement mettre un peu de temps à le digérer complètement.

Mr. Gagnon: Je vous félicite, moi aussi, de votre travail. Votre exposé était excellent.

À un certain moment, au sujet de la protection de l'environnement, vous avez parlé d'effluents. Quels résidus une centrale nucléaire rejette-t-elle?

Mr. McConnell: Surtout de l'eau chaude. La centrale CANDU est une installation fermée. Contrairement à une centrale où l'on brûle de la houille, il n'y a pas de cheminée ni d'émissions, mais nous devons prélever de l'eau d'un lac. Nous prélevons notre eau du lac Ontario et du lac Huron, et elle doit passer par le condenseur parce que dans ces centrales, environ les deux tiers de la chaleur qui est générée par la fission nucléaire se retrouve dans l'eau rejetée.

Mr. Gagnon: Cela refroidit-il l'eau lourde avant qu'elle ne soit recyclée?

Mr. Snelson: Cela refroidit la vapeur qui a servi à générer la puissance, et cette vapeur provient d'un échangeur de chaleur à eau lourde. Par conséquent, un autre système isolé élimine une partie de la chaleur de l'eau lourde.

Mr. Gagnon: À la page 23A, vous nous donnez l'élément du coût en capital réparti. Pourriez-vous m'expliquer comment vous en arrivez à 1,850\$ par kilowatt? Vous partez de 6,5 milliards de dollars, n'est-ce pas?

Mr. Snelson: C'est juste, oui.

Mr. Gagnon: Et vous divisez par 881?

Mr. Snelson: Non, par quatre fois 881, parce qu'il y a quatre unités dans une centrale, et que chacune produit 881 mégawatts. Le rendement total d'une centrale est donc de l'ordre de 3,500 mégawatts.

[Text]

Mr. Gagnon: Why would you not also divide it by 0.8, if you are looking at—

Mr. Snelson: That is per kilowatt with peak capability; if you divide it as to per kilowatt of average capability then you would divide by 0.8 to account for the capacity factor.

Mr. Gagnon: Which did you do in this case?

Mr. Snelson: The \$1,850 per kilowatt would probably be per kilowatt of peak capability. I will check it for you.

Mr. Bazeley: It is installed cost.

Mr. Gagnon: I appreciate that. If you take your \$1,850 and divide it up into essentially 1.5¢, into where do you take your 80% component?

Mr. McConnell: There is \$1,850 for each kilowatt. For each kilowatt, if it operated 8,760 hours, that is how many kilowatt hours it would produce in a year. It does not work perfectly so you multiply it by 0.8. That is the number of kilowatt hours that would be produced for each kilowatt in one year, and it is on that basis that you arrive at the 1.36¢ per kilowatt hour.

Mr. Gagnon: Okay. Is that where your 80% comes into it?

Mr. McConnell: That is right.

Mr. Gagnon: Now I understand.

How do you take your interest component into this calculation? Are you saying that the actual cost of construction is \$6.5 billion?

Mr. Snelson: The actual cost, including interest during the construction period, would be \$6.5 billion.

Mr. Gagnon: What interest rate do you pick in this sort of model?

Mr. Snelson: There are two ways of doing it; they give the same answer. One way is to estimate all the capital costs as though they were provided at the same time, say in 1987 dollars, and to add interest at a real interest rate of about 4%. The alternative is to calculate the costs as though they were bought in 1987 for the things that will be required today, the things that are required a year before in-service date at 1986 cost levels, the things required two years before in-service date at 1985 cost levels—so those costs would be lower because they are more valuable dollars—and you would then apply an interest rate that was the actual interest rate that would be charged.

Mr. Gagnon: Prime, for instance?

Mr. Snelson: We would base it on the cost of capital to Ontario Hydro, which would be based on the interest rate we pay on our bonds. Both calculations result in the same answer.

[Translation]

M. Gagnon: Pourquoi ne pas diviser aussi par 0,8?

M. Snelson: Il s'agit de la capacité de pointe par kilowatt; en divisant la capacité moyenne en kilowatt, on diviserait par 0,8 pour tenir compte du facteur de rendement.

M. Gagnon: Comment avez-vous procédé dans ce cas précis?

M. Snelson: Les 1,850\$ par kilowatt seraient probablement le coût par rapport à la capacité de pointe. Je vérifierai, si vous voulez.

M. Bazeley: C'est le coût installé.

M. Gagnon: Oui, je comprends cela. En divisant 1,850\$ par 1,5¢, où intervient le taux de 80 p. 100?

M. McConnell: Il s'agit de 1,850\$ le kilowatt. Pour chaque kilowatt, en supposant que l'unité tourne pendant 8,760 heures, c'est le nombre de kilowatt-heure qu'elle générerait en un an. Mais le rendement n'est pas maximal. On multiplie donc par 0,8. C'est le nombre de kilowatts-heure qui serait produit pour chaque kilowatt en un an, et c'est cela qui nous donne 1,36¢. par kilowatt-heure.

M. Gagnon: Très bien. Est-ce là qu'intervient le taux de 80 p. 100?

M. McConnell: Oui.

M. Gagnon: Je comprends maintenant.

Comment tenez-vous compte des intérêts dans ce calcul? Le coût réel de la construction est-il de 6,5 milliards de dollars?

M. Snelson: Oui, et cela comprend les intérêts.

M. Gagnon: À quel taux calculez-vous les intérêts dans ce genre de modèle?

M. Snelson: Il y a deux façons de procéder, mais le résultat est le même. La première consiste à évaluer tous les coûts en capital comme si on les avait en même temps, en dollars de 1987, dirons-nous, et à ajouter les intérêts à un taux réel d'environ 4 p. 100. On peut aussi calculer les coûts des éléments requis aujourd'hui comme s'ils étaient achetés en 1987, les coûts des éléments qui sont requis une année avant la date d'entrée en service, aux coûts de 1986, les éléments requis deux ans avant la date d'entrée en service, aux coûts de 1985—ce qui fait que ces coûts sont moindres parce qu'ils sont exprimés en dollars d'une valeur supérieure—et l'on ajoute les intérêts au taux réel.

M. Gagnon: Au taux préférentiel, en l'occurrence?

M. Snelson: Nous l'établirions à partir du coût du capital de Hydro-Ontario, en nous fondant sur l'intérêt que nous versons sur nos obligations. Les deux modes de calcul aboutissent au même résultat.

[Texte]

Mr. McConnell: There might be a slight difference from year to year, but it will come out to essentially the same answer.

• 1745

Mr. Gagnon: What interest or borrowing cost do you then put in after the plant has started up? Or are you saying essentially that you have \$6.5 billion invested and that if you charge 1.36¢ per kilowatt hour for the next 40 years, you would get your \$6.5 billion back?

Mr. Snelson: The 1.3¢ per kilowatt hour is charged in 1987 dollars, so that is 1.37¢ this year. Next year it will be a little bit higher, in 1988 dollars, and because you are talking about levelized in 1987 dollar terms, you would recover that \$6.5 billion cost over the lifetime of the plant and the interest on that \$6.5 billion on the outstanding balance through that time period. That is like the interest and principal payment on your mortgage.

Mr. Gagnon: It is amortized out, essentially.

Mr. Snelson: Yes.

Mr. McConnell: Just to clarify, go back to page 15A. If we were using the accounting method we would be writing off that initial capital on a straight-line depreciation method. So in that particular case the interest you are carrying on the remaining balance is steadily going down and that is what produces the curve you see using an accounting method.

You will notice on the bottom of page 15 we say that in economic terms, the present value of all the annual costs is equal to the present value of the levelized unit energy costs times the annual energies. So this comes out in economic terms at exactly the same number. That is how the levelized value is computed. The levelized value will give you exactly the same result as if you had taken all of the accounting method and present-valued it.

Mr. Gagnon: What interest rate do you assume then for the next 40 years?

Mr. McConnell: If you are using the accounting method, you may very well be dealing with interest rates in the region of 11% to 13%.

The Chairman: Where was the eight you mentioned?

Mr. McConnell: The 4.25%—

The Chairman: Yes, okay.

Mr. McConnell: —is what we call the real interest rate, which is essentially the difference between the interest rate of the year and the inflation rate.

Mr. Gagnon: Okay. Thank you very much.

[Traduction]

M. McConnell: Il pourrait y avoir une légère différence d'une année à l'autre, mais le résultat est essentiellement le même.

M. Gagnon: Quelle somme incluez-vous pour les intérêts après la mise en service de la centrale? Voulez-vous dire que vous avez investi 6,5 milliards de dollars, et qu'en demandant 1,36¢. Par kilowatt-heure pendant les 40 prochaines années, vous allez récupérer cette somme au complet?

M. Snelson: Le 1,3¢. par kilowatt-heure est calculé en dollars de 1987. Ce sera donc 1,37¢. cette année. L'année prochaine, en dollars de 1988, ce sera un peu plus, et parce que le coût est réparti en dollars de 1987, nous récupérerons ces 6,5 milliards de dollars pendant la durée utile de la centrale, ainsi que les intérêts qui auront été versés sur cet emprunt. C'est un peu comme le remboursement des intérêts et du principal d'une hypothèque.

M. Gagnon: Cela revient à dire que leur récupération est échelonnée sur plusieurs années.

M. Snelson: Oui.

M. McConnell: Pour y voir plus clair, retournez à la page 15A. Si nous utilisons la méthode comptable, nous échelonnerions ce capital de départ à l'aide d'une méthode de dépréciation régulière. Ainsi, dans ce cas-ci, les intérêts diminuent de façon constante, et c'est ce qui donne la courbe que vous voyez là.

Au bas de la page 15, vous remarquerez que nous disons qu'en termes économiques, la valeur actuelle de tous les coûts annuels est égale à la valeur actuelle des coûts énergétiques par unité répartis multipliée par les énergies annuelles. En termes économiques, le résultat est donc exactement le même. C'est comme cela que l'on calcule la valeur répartie, qui donne exactement le même résultat que si l'on appliquait la méthode comptable actualisée.

M. Gagnon: Quel taux d'intérêt supposez-vous pour les 40 prochaines années?

M. McConnell: En utilisant la méthode comptable, il faudrait probablement supposer des taux de 11 à 13 p. 100.

La présidente: D'où provenait le taux de 8 p. 100 que vous avez mentionné?

M. McConnell: Le taux de 4,25 p. 100. . .

La présidente: Oui, très bien.

M. McConnell: . . . est le taux que nous considérons comme le taux d'intérêt réel, qui correspond essentiellement à la différence entre le taux d'intérêt annuel et le taux d'inflation.

M. Gagnon: Très bien. Merci beaucoup.

[Text]

The Chairman: May I just go on from what Mr. Gagnon was saying? How and when do new generating units enter the rate base?

Mr. McConnell: We put costs into our rate base based upon the accounting method.

The Chairman: Darlington is not on stream yet.

Mr. McConnell: Oh, there will be no... Let me put it this way: the costs of Darlington will be triggered when Darlington is declared in service and starts to be of use to customers.

The Chairman: Then how do you cover the carrying costs today?

Mr. McConnell: The interest on the cashflows are accumulated so that the capital cost includes the accumulated interest during construction.

The Chairman: You pay interest on your borrowed funds today, do you not?

Mr. McConnell: Yes, and that is all included in the capital cost.

The Chairman: However, the capital cost does not enter into the rate base until it comes on stream.

Mr. McConnell: That is right.

The Chairman: Then I have to back up and ask you, are your carrying costs not built in at all?

Mr. McConnell: Yes, they are fully built in because—

The Chairman: But not until it comes on stream.

Mr. Snelson: I think the principle here is that it is a question of equity. The principle is that the customers who benefit from a plant should pay the cost of that plant. Now, the interest during construction is a necessary part of building the plant. You cannot physically build the plant all in one day. You have to build it spread out over time, so the interest during construction is added to the capital cost and then recovered from customers over the useful lifetime of the plant. Therefore the customers who benefit from the electricity produced by that plant pay for both the cost of constructing the plant and the interest that was necessarily incurred during the construction period.

The Chairman: I accept that, but where are you getting the funds for carrying costs today for something that is coming on stream tomorrow?

Mr. McConnell: We do debt financing. We borrow money through bonds.

[Translation]

La présidente: Pourrais-je enchaîner sur ce que disait M. Gagnon? Comment introduit-on les coûts des nouvelles unités de production dans les tarifs, et à partir de quel moment le fait-on?

M. McConnell: En utilisant la méthode comptable.

La présidente: Mais la centrale de Darlington n'est pas encore en service.

M. McConnell: Il n'y aura pas de... Nous commencerons à récupérer les coûts de la centrale de Darlington quand elle entrera en service et lorsque nos clients commenceront à en bénéficier.

La présidente: Comment en supportez-vous les coûts aujourd'hui, alors?

M. McConnell: Nous accumulons les intérêts sur les liquidités, et ils feront partie des coûts en capital pendant la durée de la construction.

La présidente: Mais vous versez aujourd'hui des intérêts sur les sommes que vous avez empruntées, n'est-ce pas?

M. McConnell: Oui, et tous ces intérêts sont inclus dans les coûts en capital.

La présidente: Et la récupération de ces coûts ne débute pas tant que la centrale n'est pas en service.

M. McConnell: C'est juste.

La présidente: Je vais donc devoir revenir un peu en arrière et vous demander si vos frais à cet égard ne sont pas déjà inclus.

M. McConnell: Oui, tout à fait, parce que...

La présidente: Mais pas avant l'entrée en service de la centrale.

M. Snelson: Le principe derrière tout cela est une question d'équité. Les clients qui bénéficient d'une centrale devraient en défrayer le coût. Or, il se trouve que les intérêts qui s'accumulent durant la construction sont une composante essentielle de la construction de la centrale. On ne peut pas construire la centrale en une journée. Il faut donc en échelonner la construction dans le temps. On ajoute donc les intérêts pendant la construction au coût en capital, que l'on récupère progressivement auprès des clients sur la durée utile de la centrale. C'est donc dire que les clients qui profitent de l'électricité générée par cette centrale défraient les coûts de construction et les intérêts qu'il a forcément fallu encourir pendant la durée de la construction.

La présidente: Je comprends bien cela, mais où prenez-vous l'argent aujourd'hui pour supporter les frais d'une centrale qui n'entrera en service que demain?

M. McConnell: Nous procédons au moyen de financement par voie d'emprunt. Nous empruntons de l'argent par le biais d'obligations.

The Chairman: I see what you are driving at.

La présidente: Je vois ce que vous voulez dire.

[Texte]

Mr. Snelson: In addition, we also generate net income from current operations. Cash also comes from depreciation, which is charged to current operations. So there are a number of sources of cash that come into the organization. Debt is one of them. Funds from operations is another part of that cashflow.

Mr. McConnell: But in these evaluations it does not matter where the funding comes from; it is included in these costs.

Mr. Gervais: Mr. McConnell, I would like to thank you and your colleagues for appearing before our committee. Your presentation was most comprehensive. When something like this is presented, it certainly cuts down on the number of questions.

In northern Ontario, we have one co-generation plant from wood waste, which I am aware of, in Chapleau, and there are several others in the offing. I would like to ask you if you look upon co-generation from wood waste as very significant or desirable. Could I have your views on the...?

Mr. McConnell: Let us take the second one first: Do we consider it desirable? The answer is yes. Where does it rank in terms of priority? If the costs of the wood waste are equal to the nuclear, we prefer the wood waste. In our strategy, we got a clear preference for hydraulic and renewable. Wood waste is considered renewable, so it has a higher priority. We are promoting and encouraging the installation of any facility by anybody. We will buy the power, but we do not want to go out and pay a penalty.

Mr. Gervais: In the case of the Chapleau plant, can they produce power equal to the cost of nuclear power? Is that why you made a deal with them?

Mr. McConnell: Essentially, yes.

Mr. Gervais: They are able to.

Mr. McConnell: Now, the economics from that comes about as a result of a dual application: steam is being used for processing as well as the electricity being sold to us. We anticipate that there will be further co-generators and small hydraulic units of both renewable and non-renewable energy that will be built. We will continue to promote these and encourage them, and at the same time, I think it is only fair to say that they will make a significant contribution to meeting our future, but it will not meet all of our requirements.

Mr. Gervais: It would not be a major contributor as well to—

Mr. McConnell: I think it would be fair to say it will be a significant contributor but not a major contributor.

Mr. Gervais: In northern Ontario we have large deposits of lignite, low-grade coal, which I am sure you are aware of. What future do you foresee for the development of those lignite fields? Perhaps something could be built on site to produce electricity.

[Traduction]

M. Snelson: En outre, nos activités courantes génèrent aussi des bénéfices nets. Il y a aussi la dépréciation qui est imputée aux activités courantes. Nous avons donc de nombreuses sources qui génèrent de l'argent. La dette en est une. Les sommes qui découlent de nos activités sont une autre partie de ces liquidités.

M. McConnell: Mais pour les fins de ces évaluations, la provenance du financement n'importe pas; il est inclus dans ces coûts.

M. Gervais: Monsieur McConnell, je voudrais vous remercier, vous et vos collègues, de votre présence aujourd'hui. J'ai trouvé votre exposé des plus complet. Un tel exposé répond sûrement en soi à bien des questions.

Dans le nord de l'Ontario, nous avons une centrale qui génère de l'électricité à partir de résidus ligneux, à Chapleau, et je sais qu'il y en a plusieurs d'autres ailleurs. Ce genre de production est-il important ou souhaitable?

M. McConnell: Oui, c'est un genre de production que nous considérons comme souhaitable. Quant à son importance, si les coûts de production sont égaux au nucléaire, nous préférons les résidus ligneux. Dans notre stratégie, nous accordons la préférence à l'énergie hydraulique et aux sources d'énergie renouvelables. Les résidus ligneux sont une source d'énergie renouvelable. Ils ont donc une priorité élevée. Nous encourageons l'installation de telles centrales. Nous en achèterons la production, mais nous ne voulons pas être pénalisés.

M. Gervais: Est-ce le cas de la centrale de Chapleau? Le coût de son électricité est-il égal à celui de l'électricité produite par le nucléaire? Est-ce pour cela que vous lui achetez son électricité?

M. McConnell: Essentiellement, oui.

M. Gervais: Elle satisfait donc à ce critère.

M. McConnell: C'est le résultat d'une double application: on y utilise de la vapeur, et nous achetons de l'électricité. Nous prévoyons qu'il se construira bien d'autres centrales de ce genre et bien d'autres petites unités hydrauliques, qui utiliseront des sources d'énergie tant renouvelables que non renouvelables. Nous avons l'intention de continuer à en favoriser l'établissement, et en même temps, je pense qu'il faut reconnaître qu'elles contribueront d'une manière importante à satisfaire à nos besoins futurs, mais pas entièrement.

M. Gervais: Elles ne seront pas l'un des principaux. . .

M. McConnell: Leur contribution sera importante, mais elle ne sera pas l'une des plus importantes.

M. Gervais: Dans le nord de l'Ontario, nous avons d'importants gisements de lignite, de houille maigre, comme vous le savez sans doute déjà. Quel avenir entrevoyez-vous pour la mise en valeur de ces gisements? On pourrait peut-être y construire des centrales.

[Text]

Mr. McConnell: We try to be very specific. In the demand-supply option study, which we referred to today, we have evaluated the peat as an option; we have evaluated the coal that is in Ontario—that is, low-grade coal in Ontario—and with present technologies, it is not close to being economic. But in our demand-supply strategy, we require that Ontario Hydro remain abreast of emerging technology. So if some new technologies were to come forward, that we either participated in or were developed elsewhere in the world, then we would consider them on their merits at that time. Today, however, it is not economic.

Mr. Gervais: Neither peat nor lignite is—

Mr. McConnell: Neither peat nor lignite. You might well say Ontario Hydro is funding research and development that has to do with peat, and the answer is yes, we are, but that has to do with the development of technology. You do not get technology until you fund it, but today it is not.

• 1755

Mr. Gervais: How about a mixture of both peat and low-grade coal? I have read about some applications in Scandinavian countries. Is there any chance of this being developed in Canada?

Mr. McConnell: When you ask whether or not there is a chance, the answer is yes, there is always a chance because you do not know just what technology will come forward to enhance the economics of any option. But if you were to ask whether or not it is likely that we will identify ways and means in the next five years, I would say that is very minimal.

Ken, do you have more up-to-date numbers?

Mr. Snelson: I do not have particularly up-to-date numbers, except that we did an extensive study of the Onakawana lignite deposit in the late 1970s and early 1980s, and it was carried through to a very, very detailed study. Several million dollars were spent by Ontario Hydro and by Onakawana Coal Limited, which was a subsidiary of Monalta.

There was a major investment to look thoroughly at the characteristics of the fuel, how it could be mined, what sort of generating plant you could build. This was sort of carried through almost to the stage of an environmental assessment document that you could submit to seek approval for the station. That last step, however, was not taken because the economics just were not there.

The Chairman: You have various classes of customers, then.

Mr. McConnell: Yes.

[Translation]

M. McConnell: Nous essayons de demeurer très spécifiques. Dans l'étude des options concernant l'offre et la demande, à laquelle nous avons fait allusion aujourd'hui, nous avons considéré la tourbe comme une possibilité, et nous avons aussi évalué les possibilités que pouvait offrir la houille que nous possédons en Ontario—notre houille maigre—mais compte tenu de la technologie actuelle, son utilisation serait loin d'être économique. Mais dans notre stratégie, nous exigeons que Ontario Hydro demeure à l'affût de tout progrès qui pourrait survenir à cet égard. Ainsi, si de nouvelles techniques étaient mises au point, avec notre aide ou ailleurs dans le monde, nous les évaluerions au mérite. Mais aujourd'hui, ce ne serait toutefois pas économique.

M. Gervais: Pas plus la tourbe que le lignite. . .

M. McConnell: Non. Vous direz peut-être que Ontario Hydro finance des activités de recherche et de développement au sujet de la tourbe, et vous aurez raison, mais ce financement est consenti en fonction du développement de la technologie. Pour pouvoir bénéficier de nouvelles techniques, il faut en financer la recherche.

M. Gervais: Et que pensez-vous de l'utilisation d'un mélange de tourbe et de houille maigre? J'ai lu quelque chose au sujet de certaines applications de ce genre dans les pays scandinaves. Est-ce une possibilité pour le Canada?

M. McConnell: Oui, c'est toujours une possibilité pour le Canada, puisqu'on ne sait jamais à quel moment une nouvelle technique viendra améliorer les possibilités que présente une option. Mais si vous me demandez si ce sera possible dans cinq ans, je vous répondrai que les possibilités sont bien minces.

Ken, avez-vous des chiffres plus à jour là-dessus?

M. Snelson: Non, je n'en ai pas, mais je voudrais ajouter que nous avons effectué une étude extrêmement détaillée du gisement de lignite d'Onakawana à la fin des années 70 et au début des années 80. Hydro-Ontario et Onakawana Coal Limited, une filiale de Monalta, ont investi plusieurs millions de dollars dans cette étude.

Nous avons beaucoup investi pour examiner minutieusement les caractéristiques du combustible, comment on pourrait l'extraire et quel genre de centrale on pourrait construire. Nous en étions presque arrivés à la rédaction d'un document d'évaluation environnementale que nous aurions pu présenter pour obtenir l'autorisation de construire la centrale. Mais nous en sommes toutefois restés là parce que les conclusions n'étaient pas favorables.

La présidente: Vous avez différentes catégories de clients?

M. McConnell: Oui.

[Texte]

The Chairman: Does one type or class of customer subsidize the other? Then we will get into how you really calculate the power from one particular generating station. First of all, we will go back to your classes of customers and whether or not one subsidizes the other.

Mr. McConnell: In Ontario, if you are starting with the question of subsidy, you could ask whether or not the production of electricity has ever been subsidized, and the answer is no. When we talk about our costs, it is a non-subsidized cost. When our customers pay their electricity bills, there is never a subsidy; it is what our costs are.

Then it becomes a question of how you allocate those costs fairly to all your different customer classes; that is, does a person in a residence pay the same rate as a company running a business, or do they in turn pay the same rate as a hotel or a hospital or an office building? The answer is that, in terms of our bulk power system, we consider all the generating stations and all the transmission lines, and we compute an average cost for that whole system. We charge all our customers that same average rate.

The majority of our power is delivered or distributed through some 300 municipal utilities. We charge all those municipal utilities the same rate per kilowatt hour, but then they have to add to that bill the distribution cost in their locality. So the bills from one municipality to another do vary a little bit because of the differences in the costs.

The Chairman: That is infrastructure within the. . .

Mr. McConnell: Within that distribution, yes.

Then your question becomes extremely complicated, because we talk today about such things as time-of-use rates. If we offer time-of-use rates, we will make those time-of-use rates available to all our customers. So if you decide to do something between 11 p.m. and 6 a.m., it may be that at some time in the future we will offer you a cheaper rate. We would also offer it to all the other customers, whether they are residential or commercial.

• 1800

The Chairman: I am not your customer; the distribution system is your—

Mr. McConnell: You are correct.

The Chairman: It is like gas coming down the pipeline.

Mr. McConnell: You are not our customer in that sense unless you happen to live on a farm. We have about 700,000 direct customers and 300 municipalities. We deliver to about 100 major companies. If we implement the time-and-use rates, will do it in co-operation with the municipalities which are a part of the team.

[Traduction]

La présidente: Certaines catégories en subventionnaient-elles d'autres? Nous parlerons ensuite de la façon dont vous calculez vraiment l'électricité générée par une centrale. Mais parlons d'abord de vos catégories de clients et de la possibilité que certaines en subventionnent d'autres.

M. McConnell: En Ontario, si l'on veut parler de la question des subventions, il faudrait tout d'abord se demander si la production de l'électricité a déjà été subventionnée, et la réponse est non. Nos coûts ne sont pas subventionnés. Quand nos clients règlent leurs comptes d'électricité, il n'y a jamais de subvention; ils ne paient que l'équivalent de nos coûts.

Vient ensuite la question de la répartition équitable de ces coûts parmi les différentes catégories de clients; c'est-à-dire, applique-t-on le même tarif au propriétaire d'une résidence qu'à une société? Le tarif est-il le même que celui d'un hôtel, d'un hôpital ou d'un immeuble à bureaux? Dans le calcul de nos tarifs, nous tenons compte des coûts de toutes nos centrales et de toutes nos lignes de transmission, et nous établissons une moyenne. Et c'est ce tarif moyen que nous imposons à tous nos clients.

Nous distribuons notre électricité par l'entremise de quelque 300 stations municipales. Le tarif est le même partout, mais chaque localité doit ajouter le coût du transport de l'électricité. C'est donc dire que les factures d'électricité varient un peu d'une municipalité à une autre à cause des différences dans les coûts.

La présidente: En raison des coûts de l'infrastructure. . .

M. McConnell: Des coûts de la distribution, oui.

Puis, votre question se complique énormément, parce que nous parlons aujourd'hui de tarifs basés sur le temps d'utilisation. Si nous offrons de tels tarifs, nous allons les offrir à tous nos clients. Ainsi, si vous décidez de faire quelque chose entre 23 heures et 6 heures, nous allons peut-être vous faire un jour un meilleur prix. Nous l'offririons aussi à tous nos autres clients, tant du côté résidentiel que commercial.

La présidente: Je ne suis pas votre client. Le système de distribution est votre. . .

M. McConnell: C'est exact.

La présidente: C'est comme le gaz distribué par gazoduc.

M. McConnell: Vous n'êtes pas notre client à proprement parler, à moins que vous ne soyez agriculteur. Nous avons quelque 700,000 clients directs, en plus de 300 municipalités. Nous assurons la livraison à environ 100 grandes sociétés. Si nous adoptons les taux au temps et à la consommation, nous le ferons en collaboration avec des municipalités qui font partie de l'équipe.

[Text]

The Chairman: It will depend on where you live. The sun goes down here and comes up there.

Mr. McConnell: In essence the spirit is that one customer does not subsidize another.

The Chairman: If I received my power generated by nuclear versus coal, it does not enter into it all.

Mr. McConnell: You are going to pay the average.

The Chairman: Can you explain marginal cost pricing and how it compares to average cost pricing?

Mr. McConnell: We did not talk about that today.

The Chairman: Usually the meeting ends at 5.30 p.m. Do you have to catch an early flight?

Mr. McConnell: No. We are available for as long as you want.

Supposing you were in the business of making electricity and you made 100 units of electricity. Let us say the average cost was 5¢ per kilowatt hour and you produced 100 units. You are going to produce one more kilowatt hour and it costs you 6¢.

The Chairman: Is it a kilowatt hour per unit?

Mr. McConnell: Yes, it is a unit of electricity. The incremental cost was 6¢, but the average cost was 5¢. The incremental cost might have been 4¢. In that case you would have an average of 5¢ and an incremental of 4¢. The incremental cost is how much it costs to produce one more unit over and above what you are now producing.

The Chairman: Is that over and above your yearly average?

Mr. McConnell: Perhaps it would have been easier if we had taken a litre of milk. If you were running a dairy and it cost you a buck on the average to produce 100,000 litres of milk, what would it cost to produce one more? The incremental would be 70¢.

The Chairman: I understand.

Mr. McConnell: Undoubtedly somebody told you electricity should be priced on incremental rather than on average. There are people who argue that way, usually in relation to conservation or making best decisions. When we talked to the public about that kind of a thing, we got a very strong message back. They are interested in electricity and our economy and they want to keep electricity as economic as it can be. They do not want us to charge them anything more than average cost, what it cost us. They do not want it subsidized and inflated. It is a complicated argument and I do not think you will find very many utilities in this world that will adopt it.

[Translation]

La présidente: Tout dépend de la région où l'on demeure. Il faut éviter d'avoir deux poids, deux mesures.

M. McConnell: L'idée, c'est qu'un client n'ait pas à subventionner un autre client.

La présidente: Si l'électricité que j'achète est produite dans une centrale nucléaire plutôt que dans une centrale à charbon, le prix n'est pas calculé de la même façon.

M. McConnell: Dans ce cas, vous payez le coût moyen.

La présidente: Pourriez-vous expliquer la différence entre la tarification en fonction du coût marginal et la tarification en fonction du coût moyen?

M. McConnell: Nous n'avons pas abordé cette question aujourd'hui.

La présidente: D'habitude, la réunion prend fin à 17h30. Devez-vous prendre l'avion à bonne heure?

M. McConnell: Non. Nous sommes à votre disposition aussi longtemps que vous le désirez.

Imaginez une entreprise d'électricité qui produit 100 unités. Disons que le coût moyen de production est de 5¢. le kilowatt-heure pour ces 100 unités d'électricité. Si l'entreprise décide de produire une unité supplémentaire, un autre kilowatt-heure, il pourrait lui en coûter 6¢., par exemple.

La présidente: Notre unité est-il le kilowatt-heure?

M. McConnell: Oui, c'est une unité d'électricité. Le coût marginal se situe donc à 6¢., tandis que le coût moyen est de 5¢. Ce coût marginal aurait pu être de 4¢. Dans ce cas, le coût moyen serait de 5¢., et le coût marginal de 4¢. Le coût marginal correspond aux frais qu'il faut absorber pour produire une unité supplémentaire par rapport à la production courante.

La présidente: La production courante correspond-elle à la moyenne annuelle?

M. McConnell: Pour illustrer ce propos, prenons l'exemple d'un litre de lait. S'il en coûtait à une laiterie industrielle 1\$ en moyenne pour produire 100,000 litres de lait, quel serait le coût de la production d'un litre supplémentaire? Le coût marginal pourrait être, par exemple, de 70¢.

La présidente: Je comprends.

M. McConnell: On a certainement dû essayer de vous convaincre que l'électricité devait être tarifée en fonction du coût marginal plutôt qu'en fonction du coût moyen. Certains sont en faveur de ce mode de tarification, le plus souvent pour des raisons de conservation et de rendement énergétique. La population, pour sa part, a des idées bien arrêtées à ce sujet. Pour elle, l'électricité doit être une denrée aussi économique que possible. Elle ne veut pas entendre parler d'une tarification supérieure à celle du coût moyen, c'est-à-dire le coût que nous devons assumer. Elle ne tient pas à bénéficier d'électricité subventionnée et elle ne veut pas d'un coût gonflé. La question est complexe, et je ne crois pas qu'il existe beaucoup

[Texte]

Mr. Snelson: The economic arguments for marginal cost pricing in terms of increased economic efficiency tend to have some validity and some force if people believe the marginal cost is substantially above the average cost.

The Chairman: Yes, of course.

• 1805

Mr. Snelson: I think what we have been showing you today is the expected costs of nuclear plant. The expected cost of coal-fired plant is somewhat higher but not a great deal higher. Basically our view is that the marginal cost of producing electricity is not very different from our current average cost, and so we do not really have a very large incentive to go to that.

If we really do things badly, if we start to build uneconomic things, and we go to, say, wind power at twice the current cost, or something like that, then we can make the marginal cost as high as we want to make it; but if we do things right, I think we can keep the marginal cost fairly close to the current average cost.

The Chairman: The part about doing things right—let us talk about your heavy debt load. It is incredible. Mind you, you are a Crown corporation and you have provincial government guarantees, but. . .

Mr. McConnell: I did not bring the slides with me, but if you go back and read Toronto newspapers in the 1920s they called Sir Adam Beck "a mad fool", and the debts on the province per kilowatt of electricity that existed then were higher than they are now.

The Chairman: Well, that is. . .

Mr. McConnell: There tends to be a misunderstanding between deficit and debt, and we would like to make it very clear that the value of our assets is far greater than our debt.

Ontario Hydro does not have a deficit, never has had a deficit. We have been operating for many, many decades, and we have never had a deficit. Our assets are worth far more than the debt we have. The debt is simply a fair way of making sure the customers who benefit pay for the electricity produced.

We do not have anything extraordinary, and our debt ratio in Ontario is about 0.83. There are one or two utilities in Canada that have a lower debt, and most of the utilities have a higher debt ratio than we do.

[Traduction]

d'entreprises de services publics dans le monde qui adoptent strictement le point de vue du consommateur.

M. Snelson: Les arguments économiques en faveur de la tarification au coût marginal pour accroître le rendement énergétique ne sont pas sans fondement si l'on croit que le coût marginal est considérablement supérieur au coût moyen.

La présidente: Naturellement.

M. Snelson: Ce que nous vous avons montré aujourd'hui, ce sont les coûts prévus d'une centrale nucléaire. Les coûts prévus d'une centrale à charbon sont un petit peu plus élevés, mais pas beaucoup. Sur un plan global, nous considérons que le coût marginal de la production d'électricité ne diffère guère de notre coût moyen courant, de sorte que nous n'avons pas beaucoup d'intérêt à changer de méthode.

Bien sûr, si nous commençons à prendre de mauvaises décisions et que celles-ci ont pour effet de doubler nos coûts courants, les coûts marginaux pourraient alors augmenter considérablement. Mais avec une bonne gestion, je pense que nous pouvons maintenir les coûts marginaux sensiblement au même niveau que celui du coût moyen courant.

La présidente: Puisque vous parlez de bonne gestion, examinons un peu la question de l'ampleur de votre dette. Celle-ci est stupéfiante. Naturellement, vous êtes une société d'État et vous pouvez compter sur la caution du gouvernement provincial, mais. . .

M. McConnell: Je n'ai pas les diapositives avec moi, mais si vous prenez la peine de lire les journaux de Toronto des années 20, vous verrez qu'ils traitaient Sir Adam Beck de «fou furieux» et que la dette de la province à cette époque-là, au kilowatt d'électricité, était supérieure à ce qu'elle est aujourd'hui.

La présidente: C'est pourtant. . .

M. McConnell: On a tendance à confondre le déficit et la dette. Or, il importe que l'on prenne conscience que la valeur de notre actif est bien supérieure au montant de notre dette.

Hydro-Ontario n'est pas déficitaire, et n'a même jamais enregistré de déficit. Nous sommes en exploitation depuis de nombreuses décennies et nous n'avons jamais connu un déficit. Notre actif est considérablement supérieur à notre passif. Les dettes que nous contractons visent simplement à faire en sorte que la clientèle desservie assume le coût de l'électricité qui est produite.

Notre dette n'a donc rien d'extraordinaire et notre ratio d'endettement en Ontario est de l'ordre de 0,83. Certes, il y a bien une ou deux entreprises de services publics au Canada dont le ratio d'endettement est inférieur, mais ce n'est pas le cas de la majorité.

[Text]

The Chairman: Not the private ones. Wait a minute. The public ones are higher. Let us just take a look at Transalta Utilities Corporation.

Mr. McConnell: A private company is partly financed by the shareholder who takes a profit off that.

The Chairman: Pay dividends. Oh, no, I accept that.

Mr. McConnell: There is no free lunch.

The Chairman: No. What about your foreign borrowed funds, and how does the exchange on our dollar affect you? Now the Canadian dollar has really fallen compared to foreign. . . Not U.S., I am talking about outside the U.S.

Mr. McConnell: We have borrowed money from the United States, Germany, other places, and if you borrowed that money, say, from the United States in U.S. dollars and you had a debt to them in U.S. dollars, and if the Canadian dollar deteriorates, then of course it will increase your debt, and vice versa.

The Chairman: I am not worried about the U.S. because we have hung in there with them over the last four or five years. If you borrow from Germany, the change in the Canadian dollar to the mark is incredible.

Mr. Rothman: We have almost no debt left, other than Canadian or U.S. dollars. There were some relatively small borrowings in Deutschmarks some time ago, but they are almost all paid off. I am not positive. I know that Ken was saying something. Those that are not fully paid off I think are fully hedged at this point against the currency. Our exposure to non-North American currencies is minimal at this point.

Mr. McConnell: We do continue to have some exposure with regard to our U.S. debt. We have some exposure with regard to our contracts for buying coal from the United States, which also we buy in U.S. dollars.

• 1810

The Chairman: Is it a 20-year contract? What would the length of your contract be?

Mr. McConnell: For coal?

The Chairman: Yes.

Mr. Bazeley: I think 15 years is probably what we have left now.

Mr. Clay: Gentlemen, you mentioned that the cost of electricity to the consumer in Ontario is not subsidized. Earlier in the Nuclear Power Program certainly AECL

[Translation]

La présidente: Attention, il faut bien avouer que les entreprises publiques ont une dette supérieure aux entreprises privées. Prenons le cas de Transalta Utilities Corporation.

M. McConnell: Les entreprises privées sont en partie financées par les actionnaires, qui réalisent un profit sur leur investissement.

La présidente: Au moyen de dividendes? Non, je ne suis pas d'accord.

M. McConnell: On n'a rien pour rien en ce bas monde.

La présidente: Non. Que dire des fonds que vous avez empruntés à l'étranger, et dans quelle mesure êtes-vous touchés par la baisse du dollar canadien? On sait que notre dollar a perdu beaucoup de terrain par rapport aux devises étrangères, à l'exception, bien sûr, du dollar américain.

M. McConnell: Nous avons emprunté des capitaux aux États-Unis, en Allemagne et ailleurs. Il est évident que la dette envers les États-Unis, par exemple, augmentera ou diminuera en fonction des fluctuations du dollar canadien.

La présidente: Je ne m'inquiète pas trop de la dette envers les États-Unis, parce que la valeur de notre dollar s'est maintenue au cours des quatre ou cinq dernières années face au dollar américain. Mais pour votre dette à l'égard de l'Allemagne, la perte de change doit être incroyable.

M. Rothman: Nous n'avons pratiquement plus de dettes en monnaie autre que le dollar canadien ou le dollar américain. Nous avons contracté des emprunts relativement modestes en mark il y a quelque temps, mais ils sont maintenant presque complètement remboursés. Je ne pourrais pas le jurer—et je crois que Ken disait quelque chose tout à l'heure à ce sujet—mais les montants qui n'ont pas encore été complètement remboursés sont désormais abrités contre les fluctuations. Notre passif en devises est négligeable en ce moment.

M. McConnell: Nous continuons, cependant, à être soumis aux risques des fluctuations en ce qui a trait à notre dette aux États-Unis. C'est le cas de nos contrats d'approvisionnement en charbon aux États-Unis, que nous payons également en dollars américains.

La présidente: S'agit-il d'un contrat de 20 ans? Quelle est la durée de ce contrat exactement?

M. McConnell: Pour le charbon?

La présidente: Oui.

M. Bazeley: Je pense que le contrat doit prendre fin dans une quinzaine d'années.

M. Clay: Messieurs, vous avez déclaré que le prix de l'électricité pour le consommateur de l'Ontario n'est pas rajusté par des subventions. Par le passé, toutefois, dans le

[Texte]

contributed through its research and development activities to the development of the CANDU option and Ontario Hydro has benefited from that. Are you implying that you have paid back to AECL a sum of money that would balance the benefits you have received from their research and development?

Mr. McConnell: No. With regard to research and development done at a national or provincial level, I know of no private or public company in Canada that incorporates it into its accounting.

Mr. Clay: Is not AECL now, because of its reduction in its funding of research and development, which is I gather going to total \$100 million on an annual basis, looking to the utilities perhaps for some flow-back?

Mr. McConnell: Yes. It is possible that a national or a provincial or a state research agency may in fact seek funds other than through federal funding. It is correct that at the present time Ontario Hydro has agreed to increase its contribution. Our investment and risk of course, during the development of the Nuclear Power Program, was very large. Our risk exposure was tens of billions of dollars and still is. So we certainly carry a very high part of the risk decision to develop the nuclear option.

However, as far as asking whether our leveled cost includes research and development done in federal laboratories, no, it does not; and it does not in any other country. Our research and development for nuclear power at the federal level is much lower than it is in other countries. If we were to switch into a PWR program in Canada, R and D would go up, not down, in spite of the fact that there is gigantic R and D being done on PWRs in other countries. Any country that has gone into the PWRs had a much heavier R and D load, even though it is a worldwide technology we are bearing.

I could alternatively say that any indirect benefits that spin off, as a result of the nuclear technology, are also not included in these costs and that also is significant.

That is quite independent of the fact that the federal dollars are really shared across Canada. Ontario bears something under 50% of that. . . We would not consider it as a subsidy, and it is not considered a subsidy in any other industry.

Mr. Clay: In this reference to a CANDU station, the text refers to one retubing of a Bruce- or Darlington-type reactor. From that I infer that the switch from zircaloy to

[Traduction]

cadre du programme d'énergie nucléaire, Hydro-Ontario a pu profiter des activités de recherche et de développement entreprises par EACL pour la mise au point de l'option du CANDU. Doit-on supposer que vous avez remboursé à EACL un montant correspondant aux avantages que vous avez pu tirer de ses travaux de recherche et de développement?

M. McConnell: Non. Je ne connais aucune entreprise privée ou publique au Canada qui tienne compte dans sa comptabilité des travaux de recherche-développement effectués à l'échelon national ou provincial.

M. Clay: Par suite de la réduction de ses fonds de recherche-développement, dont le montant a été ramené à 100 millions de dollars par an, si je ne m'abuse, la société EACL ne demande-t-elle pas maintenant aux entreprises de services publics de consentir à un certain réinvestissement?

M. McConnell: Oui. Les organismes de recherche nationaux, provinciaux ou d'État sont incités à se tourner vers d'autres sources que le gouvernement fédéral pour obtenir des fonds. Il est exact qu'à l'heure actuelle, Hydro-Ontario a accepté d'accroître sa contribution. Nos investissements et la part de risque que nous avons assumée à l'époque du programme d'énergie nucléaire sont toujours demeurés considérables. Notre capital de risque était de l'ordre de dizaines de milliards de dollars et se situe toujours à ce niveau. Nous assumons sans aucun doute une large part du risque associé à la poursuite de l'option nucléaire.

Néanmoins, il est vrai que notre coût unitaire moyen n'inclut pas les frais de recherche-développement des laboratoires fédéraux, mais c'est la même chose dans tous les autres pays. D'ailleurs, les investissements de recherche-développement au niveau fédéral dans le domaine de l'énergie nucléaire sont bien inférieurs à ceux des autres pays. Quoi qu'il en soit, si nous devions adopter un programme de réacteurs à eau pressurisée, nos frais de R&D grimperaient en flèche malgré tous les travaux réalisés dans les autres pays à ce chapitre. Tous les pays qui ont opté pour les réacteurs à eau pressurisée ont dû assumer des frais de R&D beaucoup plus importants que les nôtres, même si la technologie est du domaine public à l'échelle mondiale.

Il faut convenir, inversement, que les retombées de la technologie nucléaire, qui sont pourtant considérables, n'entrent pas en ligne de compte dans la fixation des tarifs.

Toutes ces questions sont d'ailleurs indépendantes de la répartition des fonds fédéraux entre les diverses régions du Canada. L'Ontario, pour sa part, contribue un peu moins de 50 p. 100 du total. . . Nous ne considérons pas qu'il s'agit là d'une subvention, et ces contributions ne sont pas considérées non plus comme des subventions dans les autres industries.

M. Clay: Dans une référence à une centrale CANDU, le texte fait mention de la pose de nouveaux tubes dans un réacteur du type Bruce ou Darlington. Il m'a semblé

[Text]

zirconium-niobium tubing delays the problem of hydrogen embrittlement in pressure tubes, but does not solve it. Is that correct?

Mr. McConnell: In 1957, when we committed the CANDU concept, it was economically evaluated on the basis of changing the tubing every 10 to 15 years, and that is in the original documentation. When we operate a coal-fired station, the boiler tubing that is inside of the boiler would typically have to be replaced every 15 years. Things that operate in a fiery furnace at thousands of degrees or operate under those conditions are basically not expected to last 40 years. The fact the tubes did not last 40 years was not a surprise.

• 1815

Not having experience, when we first started in 1957 we still had the challenge of trying to design them to get as long a life out of them as we could. We have had occasions on which we were optimistic enough to believe they might last 25 to 30 years. When it turned out we only got the 15 years out of Pickering-1 and -2, which had zircaloy in them, we were disappointed in terms of our hopes, but it was not inconsistent with the original expectations.

We are still uncertain today as to exactly how long a lifetime we will get out of the tubing. If it turns out to have a 20-year lifetime, and we use an evaluation here of 40 years, then one retubing is appropriate. If it turns out the pressure tubes have a lifetime of 30 years, it will lower the cost a tiny bit, but not substantially. For example, if we had to change the tubes twice, that would lower the nuclear advantage by some 8%.

Mr. Clay: Is this retubing being driven by the hydride problem?

Mr. McConnell: At the present time, the primary technical factor is the hydride problem in terms of lifetime, but there are other factors.

If you go back in history, people might typically have lived to 30 or 35 years of age, and when medicine in fact extended people's lives, something else came along. So today we find people living to 70 or 80 years, and it is not uncommon to die of heart failure or cancer. If those problems were ever solved, and you lived a little bit longer, something else would set in.

If we extend the life of the pressure tubes, and overcome the hydrogen problem, five or ten years later something else would set in. That something else we do not yet know. But today, the primary concern we have is the hydride problem.

[Translation]

possible d'en déduire que le remplacement des tubes en zircaloy par des tubes de zirconium-niobium retarde la fragilisation par l'hydrogène des tubes sous pression, mais sans régler le problème. Est-ce exact?

M. McConnell: En 1957, lorsque nous avons décidé en faveur de l'option CANDU, les évaluations économiques portaient de l'hypothèse du remplacement des tubes au bout de 10 à 15 ans, comme en témoignent les documents originaux. Dans les centrales à charbon, les tubes de la chaudière doivent être normalement remplacés tous les 15 ans. Les pièces d'une chaudière ardente qui fonctionne à des milliers de degrés de chaleur ne peuvent en toute logique résister pendant 40 ans. Personne n'a été surpris que les tubes n'aient pas duré 40 ans.

Malgré notre manque d'expérience, lorsque nous avons commencé, en 1957, nous avons essayé de concevoir des tubes susceptibles de résister le plus longtemps possible. Nous avons eu la naïveté de croire à certains moments que ces tubes pourraient bien durer de 25 à 30 ans. Lorsqu'on s'est rendu compte que les tubes au zircaloy de Pickering-1 et 2 devaient être changés au bout de 15 ans, nous avons été un peu déçus, bien sûr, mais le fait était conforme aux prévisions originales.

Nous ne savons toujours pas aujourd'hui avec exactitude quelle est la durée de vie utile de ces tubes. S'ils s'avèrent qu'ils dureront 20 ans, pour des installations d'une vie utile de 40 ans, il faudra alors procéder à une nouvelle pose de tubes. Dans l'hypothèse où les tubes sous pression résisteraient 30 ans, les coûts s'en trouveraient légèrement inférieurs, mais sans que la différence soit marquée. Par exemple, si nous devions changer les tubes deux fois, l'avantage relatif de l'énergie nucléaire serait réduit de quelque 8 p. 100.

M. Clay: Le changement des tubes est-il causé par le problème de l'hydrure?

M. McConnell: A l'heure actuelle, le principal facteur technique de la durée de vie utile est représenté par l'hydrure, mais d'autres facteurs entrent en ligne de compte.

Prenons un exemple pour illustrer ce propos. Autrefois, l'espérance de vie de la population était limitée à 30 ou à 35 ans, mais lorsque la durée moyenne de la vie humaine a augmenté grâce aux progrès de la médecine, de nouveaux problèmes se sont présentés. Aujourd'hui, bien des gens vivent jusqu'à l'âge de 70 ou de 80 ans, et les crises cardiaques ou le cancer sont des causes fréquentes de décès. Si l'on trouvait un remède à ces maladies, la population vivrait encore plus longtemps, mais d'autres maladies encore feraient leur apparition.

Ainsi, si nous prolongeons la vie des tubes sous pression et réglons le problème de l'hydrogène, on se heurtera quand même à d'autres difficultés cinq ou dix ans plus tard. Nous ne connaissons pas maintenant la nature de ces difficultés. Mais aujourd'hui, notre principal souci, c'est l'hydrure.

[Texte]

Mr. Clay: I like the analogy of comparing retubing to a bypass.

The Chairman: If people get older and older, we are going to give Jake Epp some more money for it. You are causing too many problems, Dean.

Mr. Clay: In the purchase of private power, is the full avoided cost similar in definition to marginal cost?

Mr. McConnell: Similar, yes.

Mr. Clay: If you were to buy power from a co-generating system operated by an industrial concern or from a windmill, what rate would Ontario Hydro pay for that power?

Mr. McConnell: At the present time, we are typically paying about 3.4¢ in today's dollars, plus an escalator.

Mr. Clay: Do you consider that to be a full avoided cost for new generating capacity?

Mr. McConnell: A generously avoided cost.

The Chairman: That was well chosen.

Mr. Clay: From your perspective as a utility, what problems do you have when you buy private power, say, in the case of California where there are many wind turbines operating, and there is a certain problem of reliability of that power source and so on? When you go out and purchase this type of power, does it create any particular problems for you in operating your system?

Mr. McConnell: Today it does not, because the blocks of power from non-utility generation are modest. Where large blocks such as megawatt blocks in Oklahoma and Texas are being bought from major petrochemical industries, they have serious trouble. As a result North America has developed some recommendations for non-utility purchases. They are being adhered to, particularly by the utilities buying these larger blocks, to ensure that you are getting the same bang from your buck when you buy a non-utility generation.

• 1820

At the moment an obligation to meet reactive power is not imposed on the small generators, whereas it is a cost on our generators to ensure system stability.

Mr. Clay: How close are you to resolving the problem of linking Bruce to the Toronto market with adequate transmission capability?

Mr. McConnell: We have had a massive problem in terms of getting the transmission capability out of Bruce and have been struggling with it for well over 10 years.

[Traduction]

M. Clay: Il ne me déplaît pas de comparer le remplacement des tubes à une opération de prolongement de la vie.

La présidente: Si les gens vivent de plus en plus vieux, nous allons donner une prime à Jake Epp. Vous causez trop de problèmes, Dean.

M. Clay: Pour l'électricité achetée à une entreprise privée, les coûts évités se définissent-ils sensiblement de la même façon que les coûts marginaux?

M. McConnell: Sensiblement, oui.

M. Clay: Si vous achetiez de l'énergie provenant d'un système de cogénération exploité par une entreprise industrielle ou un moulin à vent, quels seraient les tarifs qu'Hydro-Ontario devrait acquitter?

M. McConnell: A l'heure actuelle, nous payons généralement environ 3,4¢ en dollars d'aujourd'hui, majoré d'un facteur de progression.

M. Clay: Considérez-vous que ce taux équivaut à la totalité des coûts évités de capacité de production?

M. McConnell: A des coûts généreusement évités.

La présidente: Bien dit.

M. Clay: De votre point de vue, en tant qu'entreprise de service public, à quel problème vous heurtez-vous lorsque vous achetez de l'énergie à une société privée? Pensons par exemple aux nombreuses turbines éoliennes de la Californie qui ne sont pas toujours fiables à 100 p. 100. Lorsque vous achetez ce genre d'énergie, cela pose-t-il des problèmes pour l'exploitation de votre système?

M. McConnell: Pour l'instant, non. Les tranches d'énergie que nous achetons à des entreprises autres que de service public, demeurent marginales. Lorsque des tranches importantes ou des mégawatts d'énergie sont achetés à de grandes sociétés pétrochimiques, comme c'est le cas en Oklahoma et au Texas, on assiste à de graves problèmes. C'est pourquoi des normes ont été élaborées en Amérique du Nord pour les achats à des entreprises autres que de service public. Ces normes sont respectées, en particulier par des entreprises de service public qui font l'acquisition de tranches importantes, car autrement, on risquerait de ne pas en avoir pour son argent.

Pour l'instant, des normes de puissance réactive ne sont pas imposées pour les petits exploitants, mais nous devons assumer ces coûts supplémentaires pour assurer la stabilité de nos systèmes.

M. Clay: Êtes-vous sur le point de résoudre la difficulté des liaisons entre Bruce et Toronto au moyen d'installations de transport adéquates?

M. McConnell: Nous nous sommes heurtés à des difficultés épouvantables pour mettre en place des installations de transport à partir de Bruce et nous sommes aux prises avec ce problème depuis plus de 10 ans.

[Text]

It was not directly any reluctance on the part of the provincial government to approve the transmission. We cannot build anything without provincial government approval, but there is also a requirement for an environmental assessment. Through a series of complex circumstances when the environmental assessment was completed and we got approval to build the transmission, the court intervened and the government found it did not conform to its own environmental assessment act. We had to go through the process all over again. The out-of-pocket expense to our customers will exceed \$400 million as a result of the delay in the hearings.

In the presentation Ken Snelson indicated that our society needs improved methods of making sure that the public is protected in terms of its social concerns about the environment and that our customers are protected against such extreme costs as a result of processes not adequately streamlined.

Mr. Clay: It sounds as if you are still not close to resolving that.

Mr. McConnell: The transmission line has now been approved and is proceeding. If there are no more impediments, we would expect these restraints to have disappeared by about 1990.

Mr. Clay: I will not raise a question on Kanata and your problems with your transmission line there. In your research program, are you looking at any reactor designs other than heavy water moderated and cooled reactor designs? Are you looking at any enriched fueling systems?

Mr. McConnell: We have no serious intent at present for non-CANDU options being a part of our seriously regarded options because of the superior performance we have achieved up to now.

• 1825

I think that would probably continue to be the case unless the federal government were to back off its support. I think it is quite unlikely Ontario Hydro would be prepared to proceed without continuing federal government support. It is one thing to be lonely and another thing to be very lonely.

Mr. Clay: Where does the CANDU design go from here? I see it is being scaled in various sizes.

Mr. McConnell: We are working on improvements in conjunction with AECL for improving the CANDU design and specifically with regard to enrichment. We have done studies. There does seem to be some economic attraction, but up to this particular point Ontario Hydro has not been willing to endorse the adoption of slight enrichment. However, it is still an option that can be considered.

[Translation]

Le problème n'est pas lié directement au refus que pourrait nous opposer le gouvernement provincial, à qui il appartient d'approuver nos nouvelles installations. Il y a également les exigences d'évaluation environnementale auxquelles nous devons nous soumettre. Après avoir rempli une série de formalités complexes d'évaluation environnementale et après avoir obtenu l'approbation de construire la ligne de transport d'énergie, les tribunaux sont intervenus et le gouvernement a jugé que les installations n'étaient pas conformes aux dispositions de sa propre loi d'évaluation environnementale. Il nous a fallu nous soumettre de nouveau à toutes les formalités. En raison de retards dans les audiences, nos clients devront assumer des frais supplémentaires de 400 millions de dollars.

Dans son exposé, Ken Snelson a signalé qu'il fallait améliorer les méthodes de protection du public, afin de répondre aux préoccupations sociales en matière d'environnement, et qu'il fallait également que nos clients soient protégés contre les coûts excessifs résultant de processus qui ne sont pas au point.

M. Clay: Il semble donc que le problème est loin d'être réglé.

M. McConnell: La ligne de transport d'énergie a maintenant été approuvée et les travaux ont commencé. Sauf imprévu, nous pensons que les difficultés auront été levées d'ici à 1990 environ.

M. Clay: Je laisserai de côté pour l'instant la question de Kanata et vos problèmes de transport d'énergie à cet endroit. Dans votre programme de recherche, étudiez-vous les possibilités offertes par les réacteurs autres qu'à l'eau lourde et à refroidissement? Vous intéressez-vous aux systèmes à combustible enrichi?

M. McConnell: Nous n'envisageons pas sérieusement pour l'instant d'autres options que celle du CANDU, étant donné que nous avons jusqu'à présent obtenu des rendements supérieurs.

Je pense que ces rendements se maintiendront sans doute, à moins que le gouvernement fédéral ne décide de retirer son soutien. D'ailleurs, je doute qu'Hydro-Ontario soit disposée à poursuivre dans cette voie sans l'aide du gouvernement fédéral. La solitude était à la rigueur acceptable, mais non pas l'isolement.

M. Clay: Quelles sont les prochaines étapes de l'évolution du CANDU? Je crois comprendre que des modèles de puissances diverses sont maintenant construits.

M. McConnell: Nous étudions les améliorations possibles en collaboration avec AECL, en particulier dans le domaine des combustibles enrichis. Nous avons effectué des recherches. Il semble que des avantages économiques soient offerts de ce côté-là, mais jusqu'à présent, Hydro-Ontario n'a pas voulu s'engager dans la voie des combustibles légèrement enrichis. C'est toutefois une option que nous continuons d'envisager.

[Texte]

The Chairman: On behalf of the committee I want to thank you very much, Mr. McConnell and your colleagues. You have certainly given us a very, very comprehensive presentation and I think it is going to take us some time to digest. Perhaps in February or March we could have the opportunity of either meeting with you or asking further questions that we may need to have addressed. Is your head office in Toronto on University Avenue?

Mr. McConnell: Yes, on University Avenue.

The Chairman: All right. We know where you are, or I know where you are anyway. Merry Christmas to you all.

The meeting is adjourned to the call of the Chair.

[Traduction]

La présidente: Au nom du Comité, je tiens à vous remercier, monsieur McConnell, ainsi que vos collègues. Votre exposé nous a semblé extrêmement complet et très enrichissant, de sorte qu'il nous faudra un certain temps pour en digérer toute la substance. Nous espérons que d'ici à février ou mars, nous aurons de nouveau l'occasion de vous rencontrer ou de vous poser de nouvelles questions qui pourraient se présenter. Votre siège social se trouve-t-il toujours à Toronto, avenue University?

M. McConnell: Oui, avenue University.

La présidente: Très bien. Nous savons où vous trouver, ou, du moins, je sais où vous trouver. Joyeux Noël à tous.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Ontario Hydro:

Lorne McConnell, Vice-President, Power System Program;

Mitch Rothman, Chief Economist and Director, Economics and Forecast Division;

Ken Snelson, Manager, Bulk Electricity System Resources Planning Department;

Ted Bazeley, Manager, Nuclear Fuel Supply Department;

Richard Furness, Government Relations Officer.

TÉMOINS

De Ontario-Hydro:

Lorne McConnell, vice-président, Programme du réseau;

Mitch Rothman, économiste en chef et directeur, Direction—Études économiques et prévisions;

Ken Snelson, directeur, Service—Planification des ressources du réseau de grand transport;

Ted Bazeley, directeur, Service—Approvisionnement en combustibles fossiles;

Richard Furness, agent des relations gouvernementales.

V 18
HOUSE OF COMMONS

Issue No. 39

Wednesday, March 2, 1988

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 39

Le mercredi 2 mars 1988

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

In accordance with its mandate under Standing
Order 96(2), an examination of the economics of
nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément au mandat que lui confie l'article
96(2) du Règlement, examen de l'économie de la
puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, JANUARY 21, 1988

(59)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 11:06 o'clock a.m., in Room 306 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lorne Nystrom, Barbara Sparrow, Bill Tupper.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

The Committee commenced consideration of future business.

It was agreed,—That the Committee seek approval to travel to Europe, Washington D.C. and Boston, and selected sites in Ontario in connection with the Committee's study of the economics of nuclear power in Canada, and that the Chairman prepare budgets for this travel.

At 11:44 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

WEDNESDAY, FEBRUARY 10, 1988

(60)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 3:40 o'clock p.m., in Room 306 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lorne Nystrom, Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

The Committee commenced consideration of future business.

It was agreed,—That the Committee approve a workplan and a budget in the amount of \$197,756.00 for the fiscal year 1988-89.

It was agreed,—That the Committee approve a travel budget of \$1,310.00 to cover the costs of travelling to the Chalk River Nuclear Laboratories on March 1, 1988, and that the Chairman be instructed to present said budget to the Budget Sub-Committee of the Liaison Committee and inform the House Leaders of the proposed trip.

It was agreed,—That the Committee approve a travel budget of \$6,960.00 to cover the costs of travelling to selected nuclear facilities in Peterborough, Batawa, Mississauga, Cambridge and Tiverton, Ontario from March 20 to 23, 1988, and that the Chairman be instructed to present said budget to the Budget Sub-

PROCÈS-VERBAUX

LE JEUDI 21 JANVIER 1988

(59)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 11 h 06, dans la pièce 306 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lorne Nystrom, Barbara Sparrow, Bill Tupper.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que le Comité obtienne l'autorisation de se rendre en Europe, à Washington (D.-C.) et à Boston, ainsi qu'à certains endroits déterminés en Ontario, dans le cadre de l'étude, par le Comité, de l'économie de la puissance nucléaire au Canada; et que la présidente du Comité élabore des budgets à cet effet.

À 11 h 44, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MERCREDI 10 FÉVRIER 1988

(60)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 15 h 40, dans la pièce 306 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Lorne Nystrom, Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que le Comité approuve un plan de travail et un budget de 197,756\$ pour l'exercice financier 1988-1989.

Il est convenu,—Que le Comité approuve un budget de 1,310\$ en prévision des frais de déplacement et de séjour qu'occasionnera la visite, par le Comité, des laboratoires nucléaires de Chalk River, le 1^{er} mars 1988; et que le président reçoive instruction de présenter ledit budget au Sous-comité budgétaire du Comité de liaison, et de signaler aux leaders de la Chambre le voyage ainsi prévu.

Il est convenu,—Que le Comité approuve un budget de 6,960\$ en prévision des frais de déplacement et de séjour qu'occasionnera la visite, par le Comité, de certaines installations nucléaires déterminées, soit celles de Peterborough, de Batawa, de Mississauga, de Cambridge et de Tiverton, en Ontario, du 20 au 23 mars 1988; et que le

Committee of the Liaison Committee and inform the House Leaders of the proposed trip.

It was agreed,—That the Committee approve a travel budget of \$65,236.00 to cover the costs of travelling to Sweden, West Germany and France from April 8 to 17, 1988, and that the Chairman be instructed to present said budget to the Budget Sub-Committee of the Liaison Committee and inform the House Leaders of the proposed trip.

It was agreed,—That the Committee approve a travel budget of \$12,494.00 to cover the costs of travelling to Washington D.C. and Boston from May 1 to 4, 1988, and that the Chairman be instructed to present said budget to the Budget Sub-Committee of the Liaison Committee and inform the House Leaders of the proposed trip.

At 4:06 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Ellen Savage
Committee Clerk

WEDNESDAY, MARCH 2, 1988
(61)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 6:05 o'clock p.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Bob Porter, Barbara Sparrow, Bill Tupper.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: From Passmore Associates International: Jeff Passmore, President; David Argue, Senior Associate.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The witnesses each made an opening statement and answered questions.

At 8:06 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

président reçoive instruction de présenter ledit budget au Sous-comité budgétaire du Comité de liaison, et de signaler aux leaders de la Chambre le voyage ainsi prévu.

Il est convenu,—Que le Comité approuve un budget de 65,236\$ en prévision des frais de déplacement et de séjour qu'occasionnera la visite, par le Comité, de la Suède, de l'Allemagne de l'ouest et de la France, du 8 au 17 avril 1988; et que le président reçoive instruction de présenter ledit budget au Sous-comité budgétaire du Comité de liaison, et de signaler aux leaders de la Chambre le voyage ainsi prévu.

Il est convenu,—Que le Comité approuve un budget de 12,494\$ en prévision des frais de déplacement et de séjour qu'occasionnera la visite, par le Comité, de Washington (D.-C.) et de Boston, du 1^{er} au 4 mai 1988; et que le président reçoive instruction de présenter ledit budget au Sous-comité des budgets du Comité de liaison, et de signaler aux leaders de la Chambre le voyage proposé.

À 16 h 06, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Greffier de Comité
Ellen Savage

LE MERCREDI 2 MARS 1988
(61)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 18 h 05, dans la pièce 307 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Bob Porter, Barbara Sparrow, Bill Tupper.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: De la firme Passmore Associates International: Jeff Passmore, président; David Argue, associé principal.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau l'économie de la puissance nucléaire du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Les témoins font chacun une déclaration préliminaire et répondent aux questions.

À 20 h 06, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Wednesday, March 2, 1988

• 1804

The Chairman: Order, please. The agenda was circulated. The order of the day is, in accordance with our mandate under Standing Order 96.(2), an examination of the economics of nuclear power in Canada.

Tonight we have before us, from Passmore Associates International, Mr. Jeffrey Passmore, president. Welcome, Jeff; it is nice to see you again. And David Argue is a senior associate. Were you here about six, nine months ago?

• 1805

Mr. Jeffrey Passmore (President, Passmore Associates International): Possibly. I cannot remember exactly when it was—nine months ago, maybe a year ago.

The Chairman: We are certainly very pleased to welcome you back again. As you well know, this committee is undertaking a study of nuclear power in Canada, and we certainly appreciate the book you submitted to us I guess in November. It is certainly very informative.

I also want to introduce our new clerk, Mr. Eugene Morawski. We welcome you here. Has Ellen gone on to legislative training committees?

The Clerk of the Committee: Yes, legislative committees.

The Chairman: We welcome you and look forward to working with you.

The Clerk: Thank you.

The Chairman: Do you have an opening statement or address, Jeff?

Mr. Passmore: Thank you, Madam Chairman and distinguished members of the committee. I think the last time I appeared before this committee I was here in my capacity with the Solar Energy Society, and we were dealing with quite a different topic from what we are dealing with here today. We want to thank you, of course, for the opportunity to appear before the committee. We have reviewed with interest much of the testimony you have received so far on this issue.

We are going to start off by talking a bit about nuclear energy and whether or not we view it as a cost-effective option. In fact, we will present the view that the continuation of what we consider to be subsidization of the nuclear option hurts other options, for example the gas sector in Alberta, as well as many companies throughout the rest of the country that are looking at private power as an alternative to nuclear generation.

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mercredi 2 mars 1988

La présidente: La séance est ouverte. L'ordre du jour a été distribué. Conformément à notre mandat dans le cadre de l'article 96.(2) du Règlement, nous étudions les aspects économiques de l'énergie nucléaire au Canada.

Ce soir, nous recevons M. Jeffrey Passmore, président de Passmore Associates International. Jeff, je vous souhaite la bienvenue, c'est un plaisir de vous rencontrer à nouveau. Vous êtes accompagné de David Argue, associé principal. N'êtes-vous pas venu il y a six ou neuf mois?

M. Jeffrey Passmore (président, Passmore Associates International): C'est possible. Je ne me souviens plus de la date exacte, peut-être neuf mois, peut-être un an.

La présidente: En tout cas, nous sommes heureux de vous revoir. Comme vous le savez, ce Comité entreprend l'étude de l'énergie nucléaire au Canada, et nous avons beaucoup apprécié le livre que vous nous avez envoyé en novembre, je crois. Il contient des informations très utiles.

Je veux également présenter notre nouveau greffier, M. Eugene Morawski. Nous vous souhaitons la bienvenue. Ellen est passée aux comités de formation législative?

Le greffier du Comité: Oui, les comités législatifs.

La présidente: Nous vous souhaitons la bienvenue et nous nous faisons un plaisir de travailler dorénavant avec vous.

Le greffier: Merci.

La présidente: Vous avez une déclaration d'ouverture, une intervention, Jeff?

M. Passmore: Merci, madame la présidente, membres distingués du Comité. La dernière fois que j'ai comparu devant ce Comité, je représentais la Société d'énergie solaire, et le sujet était très différent de celui que nous abordons aujourd'hui. Bien sûr, nous tenons à vous remercier de nous avoir invités à comparaître. Nous avons revu avec beaucoup d'intérêt la plupart des témoignages que vous avez entendus jusqu'à maintenant.

Pour commencer, nous allons vous parler un peu de l'énergie nucléaire et vous dire si, à notre avis, c'est une option rentable. En fait, nous allons vous expliquer qu'à notre avis, en continuant à subventionner l'option nucléaire—cela revient à cela—on porte atteinte à d'autres options, par exemple le secteur du gaz en Alberta, et on nuit à beaucoup de compagnies dans le reste du pays, des compagnies qui considèrent que l'énergie privée pourrait

[Text]

Then we will launch into a more specific discussion of the parallel generation or private power option.

Mr. David Argue (Senior Associate, Passmore Associates International): Our review of the testimony of most of the witnesses before this committee indicates first that the nuclear option requires continued and substantial government support if it is to survive; second, that other electricity supply options, such as hydro, will soon be fully developed; third, that Canada will need to invest between \$50 billion and \$75 billion in electricity supply options before the turn of the century, or we will have shortages in electricity supply; and fourth, that nuclear energy is the most cost-effective of our electricity supply options both now and over the longer term.

There is a fundamental contradiction between points one and four. Any supply option that is cost-effective, or economic, should not require continued government support. Your very consideration of this issue underscores the special place nuclear energy occupies in the post-National Energy Program environment. Its continued special status contradicts the overall energy policy of this government, which is toward a more market-oriented approach: an approach we endorse, if it is fully and equitably applied. Governments should not determine energy winners and losers in a situation of either undersupply or oversupply.

We trust the committee recognizes its recommendations will impact not only on the health of Canada's nuclear industry. Indeed, the continued subsidization of nuclear energy by the federal government has given this sector unfair advantages over all other energy supply and demand options. Our review of the technical developments in our area of expertise, modular power stations, indicates that several cost and design breakthroughs will lead to increasingly smaller power stations and continuing cost reductions over the next 15 years. A continued tilt toward nuclear will limit investment in this sector and will set Canada several years more behind developments in other countries.

Of equal importance, the impact in other energy sectors should also be considered by this committee. Crown electric utilities enjoy numerous tax and other fiscal advantages in their competition with natural gas, oil, energy efficiency, and renewable energy options. Among the generating options chosen by the electrical utilities, nuclear energy enjoys by far the highest support of the federal government. In order to bring balance and market-based competition, this support should be cut.

[Translation]

remplacer la production d'énergie nucléaire. Ensuite, nous discuterons de façon plus approfondie de la production parallèle, ou option du secteur privé.

M. David Argue (associé principal, Passmore Associates International): D'après ce que la plupart de vos témoins vous ont dit, premièrement, pour survivre, l'option nucléaire a besoin d'un soutien gouvernemental permanent et substantiel; deuxièmement, les autres options pour la production d'électricité, l'option hydro-électrique, par exemple, devraient fonctionner pleinement d'ici peu; troisièmement, le Canada devra investir entre 50 et 75 milliards de dollars dans les options de production d'électricité avant la fin du siècle si nous ne voulons pas faire face à une pénurie. Enfin, quatrièmement, l'énergie nucléaire est la plus rentable de nos options de production d'électricité, immédiatement et à long terme.

Il y a une contradiction fondamentale entre les points un et quatre. Une option de production rentable et économique, quelle qu'elle soit, ne devrait pas nécessiter un soutien permanent du gouvernement. Le fait même que vous étudiez ce sujet prouve la place importante occupée par l'énergie nucléaire dans l'après-Programme énergétique national. Son statut particulier contredit la politique générale de ce gouvernement en matière d'énergie, qui est plus axée sur le marché, une démarche que nous approuvons si elle est pleinement et équitablement appliquée. Les gouvernements ne devraient pas choisir les gagnants et les perdants dans le secteur de l'énergie, que l'offre soit excédentaire ou déficitaire.

Le Comité doit se rendre compte que ses recommandations auront des effets qui ne se limiteront pas à la santé de l'énergie nucléaire canadienne. En fait, en continuant à subventionner le secteur de l'énergie nucléaire, le gouvernement fédéral lui accorde un avantage injuste sur toutes les autres options d'offre et de demande en matière d'énergie. Notre étude des progrès techniques dans ce secteur, les centrales modulaires, montre que des modèles nouveaux et des progrès dans le domaine des coûts vont permettre de construire des centrales de plus en plus petites et de continuer à réduire les coûts au cours des quinze prochaines années. Si l'on continue à favoriser le nucléaire, les investissements dans ce secteur en souffriront et donneront au Canada plusieurs années de retard sur les autres pays.

L'impact sur les autres secteurs de l'énergie est tout aussi important et devrait également être étudié par ce Comité. Les services publics de la Couronne profitent de nombreux avantages fiscaux, entre autres, sur leurs concurrents, gaz naturel, pétrole, efficacité énergétique, énergie renouvelable. L'énergie nucléaire est une des options choisies par les services publics pour la production d'électricité, qui est la plus soutenue par le gouvernement fédéral. Pour établir l'équilibre et laisser agir les forces du marché, il faut supprimer ce soutien.

[Texte]

[Traduction]

• 1810

We would also counsel you to dismiss what we term the "doom and gloom" message of the various nuclear energy proponents who have appeared before you. The future of the nuclear industry does not hang in the balance. Strong commitment by electric utilities, particularly Ontario Hydro, has proven that they will not give up on nuclear energy if the federal government continues on its course of allowing markets to determine winners and losers. A cut in funding will require adjustment by the nuclear industry, but it will not, in and of itself, mean an end to the nuclear power option.

I will discuss the second part of the doom and gloom message—that is, impending dimming of lights, power outages and electricity rationing—after briefly looking at the economics of nuclear energy.

The accuracy of any forecast depends on the assumptions used in building that analysis. It also requires a re-examination of the accuracy of past forecasts and the reasonableness of key assumptions.

From what we could gather from the testimony of Ontario Hydro, AECL, the Canadian Nuclear Association and others, arguments presented to this committee relating to nuclear economics are primarily based on a generic 4 by 881 megawatt generating station with a nine-month in-service interval. We examined this unit in 1986 as part of a larger research study as presented by Ontario Hydro in their present demand and supply options study process and came up with similar results based on their assumptions. When adjusted for inflation, as presented to this committee, we have costs of 2.35¢—constant 1987 cents—per kilowatt hour and first-year costs of 4.5¢ per kilowatt hour, using the total unit energy cost model.

It is important to note that the total capital cost of this station would be approximately \$6.5 billion in 1987 dollars, or approximately \$4.4 billion less expensive than the Darlington station, which is now nearing completion.

The nuclear lobby, of which Ontario Hydro is a core member, have a history of underestimating the true costs of construction. I would quote from a report by Ontario's provincial auditor, called "The Darlington Nuclear Generating Station", which says:

The estimated costs for Darlington increased by \$6.4 billion or 128 percent between the "Release Estimate" (June, 1987) and the "Currently Approved Estimate" (November, 1983).

Much as also been made of the fact that the next Darlington station will have a nine-month in-service interval between the units, that the extended construction schedule of Darlington A is what really drove up its costs. However, Ontario Hydro presents a scenario that looks at the same generic unit with a 24-month in-service interval

Je vous conseille également de ne pas écouter le glas sonné par les défenseurs de l'énergie nucléaire qui ont comparu devant vous. L'avenir de l'industrie nucléaire n'est pas en cause. Les engagements pris par les services publics, en particulier Hydro-Ontario, prouvent qu'ils n'abandonneront pas l'énergie nucléaire si le gouvernement fédéral persiste à laisser le marché déterminer quels seront les gagnants et les perdants. Si le financement est coupé, l'industrie nucléaire devra faire des ajustements, mais cela ne fera certainement pas disparaître l'option nucléaire.

Je reviendrai sur les autres éléments de ce message pessimiste: affaiblissement des lumières, pannes d'électricité, rationnement, après avoir jeté un rapide coup d'oeil sur les aspects économiques de l'énergie nucléaire.

L'exactitude des projections dépend toujours des données sur lesquelles on se fonde pour faire l'analyse. Il faut également remettre en question l'exactitude des projections passées et se demander si les données sont bien raisonnables.

D'après les témoignages d'Hydro-Ontario, de l'EACL, de l'Association nucléaire canadienne, entre autres, les arguments sur les considérations économiques de l'option nucléaire qui ont été présentés à ce Comité se fondent sur une centrale type 4 par 881 mégawatts avec un intervalle de mise en service de neuf mois. Nous avons étudié ce système en 1986 à l'occasion d'un important projet de recherche dans le cadre d'une étude d'Hydro-Ontario sur les options actuelles d'offre et de demande, et en partant des mêmes hypothèses, nous sommes parvenus aux mêmes résultats. Après ajustement pour l'inflation, comme nous l'avons expliqué devant ce Comité, nous trouvons des coûts de 2.35¢—en cents constants de 1987—par kilowatt-heure et, pour la première année, des coûts de 4.5¢. par kilowatt-heure, en prenant l'ensemble du modèle.

Il faut noter que cette centrale exigerait un investissement total d'environ 6.5 milliards de dollars en dollars de 1987, c'est-à-dire 4.4 milliards de moins que la centrale de Darlington, qui est presque terminée.

Le lobby nucléaire, dont Hydro-Ontario est un des piliers, a souvent sous-estimé les véritables coûts de construction par le passé. Je vous cite un rapport du vérificateur provincial de l'Ontario intitulé: «La centrale génératrice nucléaire de Darlington»:

Les coûts prévus pour Darlington ont augmenté de 6.4 milliards de dollars, c'est-à-dire 128 p. 100, entre «l'évaluation finale» (juin 1987) et «l'évaluation approuvée pour la période en cours» (novembre 1983).

On a beaucoup répété également que pour la prochaine centrale de Darlington, il y aura un intervalle de neuf mois entre les mises en service et que c'est la prolongation des travaux de construction de Darlington A qui a fait augmenter les coûts. Cela dit, Hydro-Ontario présente un scénario qui considère la même unité type

[Text]

between the units, thereby raising interest during construction costs. This only raises the current levelized cost by 0.2¢ per kilowatt hour, although they neglected to inform the committee of this fact, and demonstrates why interest during construction is not the major factor in the Darlington A cost overruns.

First-year costs at Darlington are about 7.2¢ per kilowatt hour. This is the benchmark this committee should use in judging the relative economics of the nuclear generation option. The total unit energy cost model, favored by Canadian utilities, has limited use except when comparing generation facilities—coal, hydro and nuclear—with similar lifetimes and of similar sizes.

A real capital revenue requirement method, such as the fixed-charge rate model used in several U.S. jurisdictions and the recently concluded small power inquiry in Alberta—and I must stress that it is not only the Small Power Producers Association of Alberta that use this model, but also a Canadian utility, Alberta Power—recognizes the value of deferring capital expenditures. It is also less dependent on mid-life and end-life assumptions such as fuel disposal, re-tubing and decommissioning.

Up to this point we have presented cost figures based on Ontario Hydro's forecasts. Hopefully, when Ontario Hydro seeks approval for the construction of Darlington B in late 1988 or early 1989, a more rigorous assessment of forecasted capital costs and operating assumptions will take place than that which has occurred in the past.

* 1815

For example, Ontario Hydro is setting aside money for irradiated fuel disposal based on constantly changing and increasingly less costly assumptions. In the 1983 report it was based on an in-service date of the year 2000; in the 1986 annual report it is now based on an in-service date of the year 2010. A major difference and a major reason for a decrease in costs in this area is the change in assumption from the disposal facility being located 1,600 kilometres from the generating facility—that is what they worked with in 1983—to 1,000 kilometres in 1986.

Similar comparisons could be presented for decommissioning costs, replacement of pressure tubes, and lifetime capacity factors. The point is that several unknowns should be addressed before investing in more nuclear generating facilities. At this juncture we can only speculate about life-cycle costs.

[Translation]

avec un intervalle de mise en service de 24 mois, ce qui fait forcément augmenter les coûts d'intérêt pendant la construction. Cela fait augmenter de seulement 0,2c. par kilowatt-heure les coûts pondérés actuels, ce dont ils n'ont pas jugé bon d'informer le Comité et ce qui explique pourquoi les coûts d'intérêt pendant la construction ne sont pas un facteur majeur des dépassements de coûts à Darlington A.

Pour la première année à Darlington, les coûts sont d'environ 7,2c. par kilowatt-heure. C'est le repère que vous devriez utiliser pour juger des considérations économiques de l'option nucléaire. Le modèle global pour l'établissement des coûts énergétiques qui est retenu par les services publics canadiens a une utilité limitée si on le compare à d'autres options—charbon, hydro-électricité et nucléaire—dans un même ordre de grandeur et avec une même espérance de vie.

Une méthode fondée sur le revenu en capital réel reconnaît l'importance de reporter les dépenses en capital; une telle méthode est utilisée par plusieurs administrations américaines, et son intérêt a été confirmé par une enquête effectuée récemment en Alberta sur les petites unités de production. Je souligne que l'Association des petits producteurs d'électricité de l'Alberta n'est pas la seule à utiliser ce modèle, qui a été adopté également par un service public canadien, Alberta Power. Cette méthode présente également l'avantage de reposer moins sur certaines hypothèses quant à l'espérance de vie, par exemple l'entreposage du carburant usé, le remplacement des tubes, la mise hors de service.

Jusqu'à présent, nous avons présenté des coûts fondés sur les projections d'Hydro-Ontario. Lorsque Hydro-Ontario soumettra les plans de construction de Darlington B à la fin de 1988 ou au début de 1989, espérons que l'évaluation des immobilisations et les hypothèses d'exploitation seront plus rigoureuses que par le passé.

Par exemple, Hydro-Ontario a réservé des fonds pour l'entreposage du carburant irradié en se fondant sur l'hypothèse que les coûts vont diminuer systématiquement. Dans le rapport de 1983, on prenait l'an 2000 comme date d'entrée en service; dans le rapport annuel de 1986, cette date d'entrée en service a été reportée à l'an 2010. En même temps, les coûts prévus diminuent, ce qui est attribuable surtout au fait que les installations d'entreposage prévues étaient situées à 1,600 kilomètres de la centrale en 1983 et à 1,000 kilomètres seulement en 1986.

Des comparaisons semblables sont possibles pour les coûts de mise hors de service, de remplacement des tubes de pression et de vie utile. En réalité, il y a plusieurs inconnues à considérer avant d'investir dans de nouvelles centrales nucléaires. Pour l'instant, les coûts pour la durée totale d'une centrale restent du domaine de l'hypothèse.

[Texte]

Another key argument brought to this committee is the growing need for electricity supply in Canada. There is a wide variability in projections of future Canadian energy and electricity use, not only over time but also among different groups doing analysis, including very detailed quantitative analysis such as that done by the National Energy Board. Again, through an examination of the past the lesson we have learned is that these projections are basically unreliable, particularly when looking at the 14-year time horizon needed for bringing a nuclear generating facility on stream.

I am going to make an assertion that most economists would not make: Canada should not rely on forecasts as the key factor that tells us what we need to do. The following table illustrates the problem in forecasting over an extended period. It is a very simple table. It takes a look at a utility system with a 20-gigawatt resource base, as you can see in the 1988 column. A gigawatt equals 1,000 megawatts. As a reference point, Darlington is about 3.5 gigawatts.

When you look out over a 14-year period, the different growth rates—annual average increases in load of 2%, 3%, 4%, and 7%—you can see what a difference that would make in sitting here today and determining how many Darlington's we would need to start constructing today in order to meet that load in the year 2002. If you felt that the view of 2% was accurate then you would say we need to start constructing two Darlington's today, if we were only selecting the nuclear option. If it was 3% then it would be three. If it was 4% then it would be a little over four. If it was 7% then it would be a little over nine.

As can be seen from that table, planning new supply on the basis of long-term forecasts is a difficult process. As you might be aware, Ontario Hydro's peak demand in 1986 was slightly less than 21 gigawatts. Back in 1974, Ontario Hydro was forecasting a peak demand of 86 gigawatts in the year 2000. The projection made in 1985 was down to 28 gigawatts, or a difference of 16.5 Darlington's.

There is a simple conclusion to this examination of forecasting. If we can look at what is going to happen 2, 3, or 4 years into the future, rather than 14 years, then we have a much better chance of being right. It means that generating stations or demand-reduction options that can be implemented in shorter timeframes are infinitely less risky.

The future of nuclear energy remains a policy decision. Several U.S. and European utilities have proven that we are not passive captives of growing demand and pressing needs for substantial and blocky supply additions. There are other choices.

[Traduction]

On a invoqué également devant ce Comité le besoin croissant en matière d'énergie au Canada. Les projections quant aux besoins futurs en matière d'énergie et d'électricité varient considérablement, pas seulement dans le temps, mais également selon les auteurs des analyses; on trouve des analyses quantitatives détaillées, par exemple celles de l'Office national de l'énergie. Encore une fois, si l'on tient compte de l'expérience passée, il faut conclure que ces projections manquent totalement de précision, surtout si l'on considère qu'il faut 14 ans pour construire et mettre en service une centrale nucléaire.

Je vais maintenant faire une déclaration que la plupart des économistes ne feraient pas: le Canada ne doit pas se fonder principalement sur des projections pour déterminer la voie à suivre. Le tableau suivant illustre les problèmes auxquels on se heurte quand on cherche à projeter à long terme. C'est un tableau très simple. On prend l'exemple d'une centrale dont la base de ressource est de 20 gigawatts; c'est ce que vous voyez dans la colonne de 1988. Un gigawatt équivaut à 1,000 mégawatts. Pour vous donner une idée, Darlington produit environ 3.5 gigawatts.

Quand vous considérez les différents taux de croissance sur une période de 14 ans—les moyennes annuelles augmentent par tranches de 2, 3, 4 et 7 p. 100—vous voyez quelle différence cela ferait si nous cherchions ici à déterminer combien de Darlington nous devons commencer à construire aujourd'hui pour faire face à la demande en 2002. Si vous jugez que le chiffre de 2 p. 100 est exact, vous devez conclure qu'il faut commencer à construire deux Darlington aujourd'hui, en supposant que nous retenions exclusivement l'option nucléaire. Si c'est 3 p. 100, il en faudrait trois. Si c'est quatre, il en faudrait un peu plus de quatre. Et si c'est sept, il en faudrait un peu plus de neuf.

Comme vous le voyez dans ce tableau, il est particulièrement difficile de planifier les approvisionnements futurs en se fondant sur des projections à long terme. Vous le savez peut-être, Hydro-Ontario a traversé une période de demande maximale en 1986 qui était un peu inférieure à 21 gigawatts. En 1974, Hydro-Ontario prévoyait une demande maximale de 86 gigawatts pour l'an 2000. En 1985, cette projection était redescendue à 28 gigawatts, ce qui fait une différence de 16.5 Darlington.

Cet examen des projections permet de tirer une conclusion très simple: si nous pouvons nous pencher deux, trois ou quatre ans vers l'avenir, et non pas 14 ans, nous risquons beaucoup moins de nous tromper. Autrement dit, les centrales ou les options de réduction de la demande qui peuvent être mises en service à court terme présentent beaucoup moins de risques.

L'avenir de l'énergie nucléaire est toujours une décision politique. Plusieurs services publics américains et européens ont prouvé que nous ne sommes pas les jouets impuissants de la demande croissante ou de la nécessité d'augmenter l'offre en grosses étapes soudaines. Il y a d'autres possibilités.

[Text]

The companies we work with do not enjoy government support like that afforded to the Canadian nuclear industry. They can compete, but only if the federal government requires those who support nuclear energy to pay for their own demonstration and research and development programs. That is exactly what Canada's private power industry was told to do in November 1984.

Governments should not decide who the winners and losers in the supply game are. Governments have a responsibility to make sure that we have adequate supplies of energy services such as lights, heat, and transportation fuel or to set policy objectives such as limiting acid gas emissions and raising efficiency standards. Literally hundreds of different mixes can meet any of the above service needs or policy objectives. We should not choose, as we are now doing in the nuclear field, that this energy form deserves special treatment.

• 1820

There is one true test to find out if nuclear energy is economic: the marketplace. Allow it to work and Canada will get its answer. If it is truly as cost competitive as indicated by other witnesses, it should thrive under that environment.

You have all received and reviewed the document, *The Private Power Option for Canada*, which describes private power in detail and discusses some of the alternatives to nuclear power that are available. These options are being inhibited not only by the market distortions the subsidization of nuclear energy creates, but because of the capital resources which such subsidization consumes. Not only are Ontario small hydro, wind, bio-energy, and solar companies hurt by the lack of competition, western Canadian gas companies attempting to enter the Ontario gas co-generation market are also hurt, because Ontario Hydro, a supporter of nuclear, does not want the competition and the loss of market share that the development of 3,000 to 5,000 megawatts of Ontario gas co-generation represents.

I will now ask Jeff Passmore to discuss the private option for Canada, as introduced in the document by that name, and then we will proceed to questions.

Mr. Passmore: I have not prepared any written remarks, because I have assumed that everyone has had an opportunity to review the document; and indeed I brought extra copies if anyone wants to have more.

First of all, what is this private power or parallel generation option that we are talking about? Unlike today's situation where public sector utilities develop our

[Translation]

Les compagnies avec lesquelles nous travaillons ne sont pas soutenues par le gouvernement comme l'industrie nucléaire canadienne. Elles peuvent se défendre sur le marché, mais uniquement si le gouvernement fédéral force les tenants de l'énergie nucléaire à payer leurs propres démonstrations, leurs recherches et leurs programmes de développement. C'est précisément ce qu'on a dit à l'industrie privée de faire en novembre 1984.

Ce n'est pas aux gouvernements de décider qui seront les gagnants et qui seront les perdants dans le jeu de l'offre. Les gouvernements doivent s'assurer que nous avons des approvisionnements suffisants en énergie, par exemple pour l'éclairage, le chauffage, les transports et, de plus, ils doivent fixer des objectifs politiques, par exemple la réduction des émissions de gaz acide, et imposer des normes. Cela dit, il y a des centaines de combinaisons différentes pour faire face à ces besoins ou à ces objectifs. Il ne faut pas donner la préférence à une forme d'énergie en particulier, comme nous le faisons actuellement pour le nucléaire.

Il y a un moyen sûr de déterminer la rentabilité de l'énergie nucléaire: le marché. Laissez jouer les forces du marché, et vous obtiendrez une réponse pour le Canada. Si cette option est aussi concurrentielle que certains témoins l'ont prétendu, elle saura se défendre dans cet environnement.

Vous avez tous reçu et consulté le document *The Private Power Option for Canada* (L'énergie privée, une option pour le Canada), qui donne des détails sur l'énergie privée et discute de certaines possibilités autres que l'énergie nucléaire. Ces options sont entravées non seulement par les distorsions du marché causées par les subventions à l'énergie nucléaire, mais également parce que ces subventions consomment beaucoup de ressources en capital. Les petites compagnies d'énergie hydro-électrique, d'énergie éolienne, de bio-énergie et d'énergie solaire, en Ontario, souffrent du manque de concurrence, mais elles ne sont pas les seules; les compagnies de gaz de l'Ouest sont touchées également lorsqu'elles cherchent à pénétrer le marché de la cogénération en Ontario parce que Hydro-Ontario, qui est pour l'énergie nucléaire, refuse cette concurrence et ne veut pas partager le marché avec ce potentiel de 3,000 à 5,000 mégawatts qu'elle représente.

Je vais maintenant demander à Jeff Passmore de discuter de l'option privée pour le Canada et, en particulier, du document que nous vous avons distribué; nous passerons ensuite aux questions.

M. Passmore: Je n'ai pas préparé une intervention écrite, car j'ai pensé que tout le monde avait eu le temps de parcourir ce document. J'en ai d'ailleurs apporté d'autres exemplaires si vous en voulez.

Pour commencer, qu'est-ce que cette option de génération parallèle ou d'énergie privée dont nous parlons? Contrairement à la situation actuelle, où les

[Texte]

electric generation resources, as the name suggests, those resources would be developed by the private sector.

Private power producers have no particular quibble, no problem, with the utility monopoly over electricity distribution—obviously, it just would not be cost effective to have two sets of wires running to your houses—but we have considerable objection to the utility monopoly on the generation side.

The outcome of an aggressive parallel generation policy would be that you would have numerous generators competing in the marketplace on the generation side of electricity, but you would still get your power from the local utility. The local utility would just produce less of it themselves and become more of a distribution entity. That, basically, is what parallel generation is.

I should point out, even though many of the technologies are often considered to be the renewable energy technologies, such as those you see depicted in this book—small hydro, wind, solar, biomass, wood-chip co-generation, and more recently gas co-generation—the people who are in this business are in it because they are in business, not because of some philanthropic notion that renewable energy may or may not be a better source of energy. It may have those ultimate long-term environmental benefits and spin-offs, which we can talk about later, but this is a business, and that is what these people are in it for.

As the inside cover of this document might demonstrate, these are the sponsors of this document, and I think it demonstrates the extent to which this is an issue of national concern. You will see companies there from Charlottetown, from Quebec, and from all of Canada's provinces. Essentially, it is not just companies that are interested in this option, it is also individuals—southern Alberta farmers and ranchers who want to put up wind machines on their properties—and municipalities such as in Nova Scotia that want to generate electricity with wood chips. Interestingly enough, this document has received quite a bit of press in some very obscure publications, which I was unaware of heretofore—most recently one called *Grainews*, which, Madam Chairman, you might be familiar with—and we have been getting all kinds of requests from Saskatchewan, Manitoba, and Alberta ranchers and farmers for copies of the document, because they read about it that publication. That is just one example of the sort of thing that has been happening.

There are predictable companies that you would expect to see on this list of sponsors, but what is Three Valley Gap Motor Inn in Revelstoke, British Columbia, doing there? Well, they are there because they have a small hydro site on their facility and they want to be able to sell that power to the B.C. Hydro grid, and they are not permitted to do so during the time the tourist lodge does

[Traduction]

services publics sont chargés du développement de nos ressources électriques, comme leur nom l'indique, ces ressources seraient développées par le secteur privé.

Les producteurs du secteur privé n'ont pas d'objection particulière au monopole exercé par les services publics sur la distribution de l'énergie—de toute évidence, il ne serait pas rentable d'installer deux systèmes électriques dans chaque maison—par contre, ils s'opposent fortement au monopole que ces services publics exercent sur la production.

Si l'on mettait en place une politique de génération parallèle dynamique, de nombreux producteurs s'affronteraient sur le marché de l'électricité, mais vous continueriez à acheter votre électricité au service public local. Celui-ci verrait sa propre production diminuer et son rôle de distribution renforcer. Voilà ce que nous entendons par génération parallèle.

Cela dit, bien que la plupart des technologies soient classées dans le domaine de l'énergie renouvelable, par exemple celles qui sont citées dans ce livre—petites centrales hydro-électriques, énergie éolienne, solaire, biomasse, cogénération au moyen d'éclats de bois, et plus récemment, cogénération à base de gaz—les gens qui sont actifs dans ce secteur le sont parce que c'est une industrie, et non parce qu'ils ont des raisons philanthropiques de penser que l'énergie renouvelable est une meilleure source d'énergie. Elle présente peut-être ces avantages à long terme pour l'environnement, et des retombées dont nous pourrions parler tout à l'heure, mais c'est avant tout une entreprise, et c'est considéré à ce titre par les gens que cela intéresse.

Comme vous le verrez dans la couverture intérieure de ce document, ils ont financé la préparation de ce document, et cela prouve à quel point c'est un sujet important pour le pays. Dans cette liste, vous verrez des compagnies de Charlottetown, du Québec, de toutes les provinces du Canada. En fait, les compagnies ne sont pas les seules qui s'intéressent à cette option, il y a aussi des particuliers, des agriculteurs du sud de l'Alberta, des éleveurs qui veulent installer des éoliennes sur leurs terres, des municipalités, en Nouvelle-Écosse par exemple, qui veulent fabriquer de l'électricité avec des éclats de bois. Il est intéressant de noter que certaines publications très obscures se sont vivement intéressées à ce document, ce que j'ignorais jusqu'à tout récemment. L'une d'entre elles est *Grainews*, que vous connaissez peut-être, madame la présidente. Nous avons reçu des lettres d'un peu partout, de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Alberta, d'éleveurs et d'agriculteurs qui nous demandent des exemplaires du document dont ils ont entendu parler dans cette revue. Voilà un exemple parmi tant d'autres.

Dans cette liste de commanditaires, il y en a dont la présence n'étonne pas, mais qu'en est-il de la Three Valley Gap Motor Inn, à Revelstoke, en Colombie-Britannique? Qu'est-ce qu'elle fait là? Eh bien, elle est là parce qu'elle possède une petite centrale hydro-électrique et voudrait pouvoir vendre une partie de l'électricité produite à B.C. Hydro quand la production dépasse les

[Text]

not need the power itself. I should not say they are not permitted to do so; that is actually a bit misleading. They are permitted to interconnect, but the utility does not pay you anything to make it worth your while.

• 1825

So there is a broad, broad consensus and increasing frustration. That frustration came to a head in Alberta a little over a year ago, when the provincial government there decided it was time to hold hearings on this issue and Premier Getty passed an Order in Council instructing the Public Utilities Board and the Energy Resources Conservation Board in the province of Alberta to hold joint hearings to determine how much parallel generation potential there was in the province of Alberta and what price those generators should be paid for their power.

It was very interesting. All during the course of the summer the documentation was being prepared, and then the actual testimony took place in October. Appearing before the boards you had, obviously, the various professionals who were hired to provide economic analysis, but you also had consumers of electricity, the people I mentioned before, ranchers, farmers, irrigation districts, in the province, people in the north, who wanted to get involved in using bio-energy, all appearing before the committee and arguing that they felt they should be able to compete with Transalta or Alberta Power or whatever the utility was in their jurisdiction.

So it is an issue of national concern. It relates most specifically, I suppose, to the question you people are considering right now with nuclear power, in that, as we alluded to in the concluding paragraphs of this document, there is in the province of Ontario potential in the next 12 to 15 years for about 3,000 to 5,000 megawatts of gas co-generation. That represents a considerable new market for Canada's gas utilities and Canada's gas companies. But it simultaneously, of course, represents a considerable loss of market share to Ontario Hydro. About 3,000 or 3,500 megawatts in fact would be the equivalent of a Darlington B station. So we have a situation where the utility of course is simultaneously the referee and the player on the other team, and it controls the rules of the game. It is the gatekeeper.

If I can implore you to do anything in that regard... I would say Ontario Hydro is probably behaving as we would expect them to behave. If I were an Ontario Hydro executive, I probably would not want to encourage competition either. Hence the responsibility probably lies with your provincial colleagues, and to some extent with the federal government, in trying to act as an honest broker, to suggest that there are options out there that we think you, the provinces, should be exploring more vigorously. Certainly that is the view of the Ontario Energy Board, which has, most recently in September of this year, called for some type of hearings in the province

[Translation]

besoins de l'hôtel, ce qui n'est pas autorisé pour l'instant. Je ne devrais pas dire que ce n'est pas autorisé, cela n'est pas tout à fait exact. En effet, ils peuvent acheminer leur production, mais le tarif payé par le service public, ça n'en vaut pas la peine.

Ainsi, c'est une situation qui mobilise de plus en plus de gens, qui provoque des frustrations croissantes. Ces frustrations se sont cristallisées en Alberta il y a un peu plus d'un an lorsque le gouvernement provincial a décidé qu'il était temps d'organiser des audiences sur cette question. Le premier ministre Getty a adopté un décret du conseil et donné l'ordre à la Commission des services publics et à la Commission de conservation des ressources énergétiques de la province d'organiser des audiences mixtes pour déterminer quel était le potentiel de production parallèle de la province et quels tarifs il convenait de fixer.

L'exercice fut particulièrement intéressant. L'été s'est passé à préparer la documentation, et les audiences ont eu lieu en octobre. Bien sûr, tous les professionnels à qui on avait demandé de faire des analyses économiques ont comparu, mais également des consommateurs, les gens dont j'ai parlé tout à l'heure, éleveurs, agriculteurs, districts d'irrigation dans la province, les gens du nord, qui voulaient pouvoir utiliser la bio-énergie, tous ces gens ont comparu devant le comité pour réclamer qu'on leur permette de concurrencer Transalta ou Alberta Power, bref, le service public de leur juridiction.

C'est donc une affaire d'intérêt national, qui, de plus, est liée de très près au sujet qui vous intéresse actuellement, celui de l'énergie nucléaire, puisque, comme nous l'avons observé dans la conclusion de ce document, le potentiel de l'Ontario pour la cogénération au gaz est d'environ 3,000 à 5,000 mégawatts pour les douze ou quinze prochaines années. C'est un nouveau marché considérable pour les compagnies de gaz canadiennes et les services publics. Mais en même temps, bien sûr, cela représente une perte de marché considérable pour Hydro-Ontario. De 3,000 à 3,500 mégawatts, c'est l'équivalent d'une centrale Darlington B. Dans ces circonstances, le service public est à la fois arbitre et joueur dans l'autre équipe, et en même temps, il contrôle les règles du jeu. C'est le gardien de but.

Je me permets de vous implorer de faire quelque chose... Le comportement d'Hydro-Ontario est probablement ce à quoi on pouvait s'attendre, et si j'étais un des directeurs d'Hydro-Ontario, je ne tiendrais probablement pas non plus à encourager la concurrence. C'est donc à vos collègues provinciaux, et dans une certaine mesure au gouvernement fédéral, d'intervenir en tant qu'intermédiaire honnête, et de dire que d'autres options existent que les provinces feraient bien d'étudier attentivement. En tout cas, c'est l'opinion de l'Office de l'énergie de l'Ontario, qui, tout récemment encore, en septembre de cette année, a demandé qu'on organise des

[Texte]

of Ontario similar to the ones that took place in Alberta, to try to resolve this issue.

Those are the technologies we are talking about. I just want to make one summary remark. I want to say that the parallel generation industry is going to governments and saying—and I would ask you which other sector is going to governments and saying this—we will raise our own capital in the capital markets, and we will assume all financial risk for the projects we are building. We will do our own operation and maintenance. We will provide performance guarantees, and we will only be paid on the basis of that performance; in other words, we will only be paid for a kilowatt-hour of electricity if we generate a kilowatt-hour of electricity.

That is quite unlike the current situation, where utilities are paid on the basis of costs they incur, hence the ever-increasing debt Canada's public utilities are getting themselves into. We would not be paid on the basis of cost. We would be paid on the basis of performance; and that of course is a great motivator for performance. If you know when you are contemplating a project and you go to the bank and ask for financing, whether they are conventional lenders or they are high-risk Bay Street financiers you are going to approach for your capital for these projects, the point is that you show them a revenue flow based on cents per kilowatt-hour of production, and if you do not perform, then it is you who go out of business. As a result of that, parallel generators have a very high record of performance, because if they do not perform they do not get paid.

So we are suggesting to governments that we are not interested in subsidies. We do not particularly want any incentive programs or corporate bail-outs. We have technologies that we feel are going to make Canadian industry more internationally competitive, particularly technologies such as gas co-generation. When I discuss with companies such as Dow Chemical in Sarnia, Ontario, the fact that they co-generated as a matter of corporate policy and try to find out why, they say that if they do not, they will not be able to be competitive internationally, particularly in view of how much co-generation is taking place in industry in the U.S.

• 1830

Interestingly enough, as it says in this document—on page 4 there is a picture of the Dow Chemical Cogeneration plant—though they have the capacity to generate 234 megawatts on site, they actually only generate 180 megawatts, which is less than their needs. They do not want to sell Ontario Hydro excess capacity because they cannot get a decent price for the power. All they are essentially doing is backing out of purchases from the utility, but they are not permitted to buy and sell power simultaneously.

So we do have technologies that, as I say, will make Canadian industry more competitive and that can help

[Traduction]

audiences en Ontario comme cela s'est fait en Alberta, pour essayer de résoudre ce problème.

Voilà les technologies dont nous parlons. Une observation très rapide; l'industrie de la génération parallèle s'adresse aux gouvernements et leur déclare, et je vous demande de me dire quel autre secteur fait de telles déclarations aux gouvernements: nous nous chargeons de rassembler les capitaux nécessaires et nous assumons tous les risques. Nous nous chargeons de l'exploitation et de l'entretien; nous offrons des garanties de production et nous nous ferons payer uniquement pour cette production, bref, nous ferons payer le kilowatt-heure d'électricité uniquement lorsque nous produirons un kilowatt-heure d'électricité.

Nous sommes loin de la situation actuelle, où les services publics sont payés selon leurs coûts, ce qui aggrave irrémédiablement la dette des services publics canadiens. Nous ne voulons pas être payés sur la base des coûts. Nous voulons être payés sur la base de la production; il n'y a pas de meilleur moyen d'encourager la performance. Quand vous mettez sur pied un projet, si vous allez demander des fonds à une banque, qu'il s'agisse de prêteurs traditionnels ou de financiers de Bay Street spécialisés dans les risques élevés, il faut leur soumettre des chiffres basés sur tant de cents le kilowatt-heure de production, et si vos projections ne se réalisent pas, ce sera votre faillite. Dans ces conditions, les producteurs parallèles sont souvent les plus performants, car s'ils ne produisent pas, ils ne sont pas payés.

Nous déclarons donc aux gouvernements que les subventions ne nous intéressent pas, que nous ne tenons pas à des programmes d'encouragement ou de sauvetage. Nous avons les technologies qui nous permettront d'imposer l'industrie canadienne sur la scène internationale, en particulier les technologies de la cogénération à partir du gaz. Quand nous demandons à des compagnies comme Dow Chemical, à Sarnia, en Ontario, pourquoi elles ont choisi la politique de la cogénération, elles nous répondent que c'est le seul moyen de s'imposer sur la scène internationale, d'autant plus que l'industrie américaine est très active dans le secteur de la cogénération.

Comme vous le verrez dans ce document—et à la page 4, il y a une photo de la centrale de cogénération de Dow Chemical—cette compagnie a la capacité nécessaire pour produire 234 mégawatts sur place, mais elle n'en produit que 180, ce qui n'est pas suffisant pour ses besoins. Elle ne veut pas être forcée de vendre son excédent à Hydro-Ontario, qui refuse de payer l'électricité à un prix décent. Elle compense donc ses besoins en achetant de l'électricité aux services publics, mais elle n'est pas autorisée à vendre et à acheter de l'électricité simultanément.

Nous avons donc les technologies qui permettront à l'industrie canadienne de s'imposer, et qui contribueront

[Text]

solve the acid precipitation problem while at the same time providing an alternative to publicly unpopular nuclear energy—technology such as small hydro, wind and co-generation and so on.

I think also these technologies will help contribute to a reduction in the various provincial guaranteed debts, the utility debt in particular, and create jobs in communities where people live. These technologies are all very local. If you are going to develop a site you do not have to troop people off to job sites, whether it is offshore or whether it is Pickering or wherever, where you bring in hundreds and thousands of man-hours. In fact you create jobs in the regions, in the communities where people live, because in fact that is where the sites are for these jobs.

In Ontario, for example, we talk about 500 megawatts of small hydro potential. Well, those 500 megawatts are spread across hundreds of sites throughout the province. They are not concentrated in any area. So they create jobs in a diverse way.

I think perhaps I will leave it at that, except to say that there has been one recent alteration in the situation vis-à-vis parallel generation which was brought about for our sector by the non-stand-pat budget of February 10. The officials in the Finance Department decided to tinker with class 34, which was an accelerated depreciation allowance specifically directed at these technologies; it was specifically directed at small hydro and co-generation and other renewable energy, so-called small-scale technologies.

Incidentally, Mike Wilson was unaware of this; the decision was made in the department and we have been trying to get a reading on just exactly what the ways and means will ultimately be on this adjustment. As it stands now, independent third-party investors are no longer eligible for class 34. That is going to take away one of the major sources of capital this sector had up to now to draw upon for these sorts of projects. So that is something that perhaps we might want to keep in the backs of our minds when we are talking about this whole issue.

The Chairman: Could you just elaborate on that a little bit more, Mr. Passmore?

Mr. Passmore: Certainly. Well, basically class 34—I do not know how long it has been in place—was a three-year accelerated write-off 25, 50, 25. If you invested in the the hardware, you would be able to write that off in three years. Now, the way it has been adjusted is that whereas previously we could go to the capital markets and interest an investor in our projects who would not own the hardware, but would simply be an investor in the project, this person is no longer eligible for class 34.

If we invest in the projects ourselves 100%, as owners we are still eligible. But of course, this is an industry which is in its adolescent stages. It does not have a lot of capital resources and it has difficulty getting access to the

[Translation]

à résoudre le problème des précipitations acides tout en offrant une solution de remplacement à l'option nucléaire, qui est mal perçue par le public; ces technologies, ce sont les petites centrales hydro-électriques, l'énergie éolienne, la cogénération, etc.

Ces technologies contribueront également à réduire les diverses dettes garanties par les provinces, la dette des services publics en particulier, et de plus, elles créeront des emplois dans les communautés où les gens vivent. Ces technologies sont toujours très locales. Quand vous construisez une usine, vous n'avez pas besoin d'exiler les gens, que ce soit à l'étranger ou à Pickering, quand vous créez des centaines et des milliers d'heures-hommes. Vous créez des emplois dans la région, dans les communautés où les gens vivent, car c'est là que se trouvent les sites.

En Ontario, par exemple, nous avons un potentiel pour les petites centrales hydro-électriques d'environ 500 mégawatts. Ces 500 mégawatts sont répartis en des centaines de sites dans toute la province. Ils ne se concentrent pas dans une région donnée; ils créent des emplois très éparpillés.

Je n'irai pas plus loin, mais je précise que la situation de la génération parallèle a changé récemment pour notre secteur à cause du budget du 10 février, qui n'a pas confirmé le statu quo. Les responsables du ministère des Finances ont décidé de s'en prendre à la catégorie 34, une allocation pour amortissement accéléré visant précisément ces technologies. Cette catégorie visait précisément les petites centrales hydro-électriques, les centrales de cogénération et autres sources d'énergie renouvelable, bref, les technologies sur une petite échelle.

Soit dit en passant, Mike Wilson n'était pas au courant, la décision avait été prise au ministère et, depuis lors, nous essayons de déterminer exactement ce que cela signifiera. Pour l'instant, les investisseurs indépendants qui interviennent en tiers ne pourront plus se réclamer de la catégorie 34. Cela va supprimer une des principales sources de capital de ce secteur pour ce type de projets. Peut-être conviendrait-il de s'en souvenir lorsque nous étudions cette question.

La présidente: Monsieur Passmore, pouvez-vous nous donner des détails?

M. Passmore: Certainement. La catégorie 34—et je ne sais pas depuis combien de temps elle existe—c'était un amortissement accéléré sur trois ans de 25 p. 100, 50 p. 100, 25 p. 100. Autrement dit, en investissant dans le matériel, vous pouviez déduire votre investissement sur une période de trois ans. Or, par le passé, nous pouvions intéresser un investisseur à nos projet, un investisseur qui n'était pas propriétaire du matériel, mais qui se contentait d'investir; aujourd'hui, cette personne n'a plus droit à la catégorie 34.

Si nous effectuons nous-mêmes la totalité des investissements, en tant que propriétaires, nous y avons toujours droit. Mais bien sûr, c'est une industrie qui en est à ses premiers pas, elle n'a pas encore les ressources

[Texte]

capital markets. Over the course of the last year or so we were starting to access those capital markets by using this rather attractive class 34 depreciation.

• 1835

As a result, Madam Chairman, dozens of projects have suddenly come to a grinding halt as of February 10, because we really do not know what the implications of this are. There is a gas co-generation project at York University that is now terminated as a result. There are several dozen small hydro projects in the province of Ontario that are in jeopardy as a result.

We cannot believe it was the intention of Finance Minister Wilson to set out to harm small business, municipalities, universities and hospitals, which are the groups that would, of course, benefit by these sorts of facilities. Unfortunately, it is very difficult to convince Finance, once they have made a decision, that they have done anything wrong. So we are not too hopeful, although I should point out that Energy, Mines and Resources is actually trying to argue our case with Finance. These discussions are taking place at the assistant deputy minister level, and they are trying to argue the case that in fact this was a mistake.

The Chairman: Can you depreciate once it is put in use?

Mr. Argue: You can depreciate once it is put in use. The change is a subtle change. I think some of the projects are now looking at new ways of structuring the company. I think it is really talking about a structure of the company in that now the only avenue really is that in a specific project people have to make an equity investment into that project rather than standing as limited partners in that project. The flow-through aspects have been eliminated, and it is—and always has been—depreciable only once the asset is put in use.

The Chairman: Okay, it is the same as a refinery; you name it.

Mr. Argue: That is right.

The Chairman: I understand exactly what you are talking about.

Mr. Passmore: We hear a lot about levelling the playing field lately, and we had viewed class 34, since it was directed specifically at this sector, as a mechanism for attempting to level that playing field. Now, unfortunately, that has been taken away, and I would say the tilt is again that much more pronounced.

The Chairman: Do you really think it was directed specifically at you?

Mr. Passmore: No, class 34 was. Only these technologies were eligible for class 34, and it was the only one left.

[Traduction]

nécessaires et, souvent, il lui est difficile d'avoir accès au marché des capitaux. Depuis un an environ, nous commençons à nous ménager des accès, justement grâce à cet amortissement de la catégorie 34, qui était assez séduisant.

En conséquence, madame la présidente, des douzaines de projets sont en plan depuis le 10 février, car nous ignorons totalement les implications. Il vient d'être mis fin à un projet de cogénération au gaz à l'université York. Il y a plusieurs douzaines de petits projets hydro-électriques, en Ontario, qui sont désormais en danger.

Nous ne pouvons croire que nuire aux petites entreprises, aux municipalités, aux universités et aux hôpitaux, qui sont les bénéficiaires de ce genre d'installations, était le but recherché par le ministre des Finances Wilson. Malheureusement, il est très difficile de convaincre le ministère des Finances de son erreur et de le faire revenir sur sa décision. Nous n'avons donc pas beaucoup d'espoir, bien que j'ajouterais que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources essaie en ce moment de plaider notre cause au ministère des Finances. Ces discussions sont menées par le sous-ministre adjoint, qui essaie de démontrer leur erreur aux Finances.

La présidente: Pouvez-vous amortir une fois un service?

M. Argue: Oui. Certains responsables de projet réfléchissent désormais à de nouvelles structures pour leur compagnie. C'est une question de structures maintenant, puisque la seule possibilité qui reste pour ces projets, c'est l'investissement direct plutôt que le partenariat limité. Les actions accréditives ont été supprimées et, d'ailleurs, comme toujours, l'amortissement ne commence qu'à partir du moment où ces fonds sont utilisés.

La présidente: D'accord, c'est la même chose que pour les raffineries; ce n'est pas un cas isolé.

M. Argue: C'est exact.

La présidente: Je comprends exactement ce que vous voulez dire.

M. Passmore: Depuis un certain temps, nous entendons beaucoup parler d'harmonisation des règles du jeu, et nous considérons cette catégorie 34, étant donné qu'elle visait spécifiquement ce secteur, justement comme un mécanisme d'harmonisation. Or, malheureusement, ce mécanisme vient d'être supprimé, et j'estime que le déséquilibre est encore une fois d'autant plus prononcé.

La présidente: Pensez-vous vraiment que vous étiez directement visés?

M. Passmore: Non; la catégorie 34, oui. Seules ces technologies pouvaient se prévaloir de la catégorie 34, et c'était la seule qui restait.

[Text]

Mr. Argue: I think we understand the sentiment and the intention, which is to simplify the tax system and, as much as possible, the flow-through provisions. But I must emphasize that we did not have provisions such as the mining sector has had of 133% potential write-offs.

When you balance this in relation to other investment—we are talking here tonight specifically about nuclear power—one of the questions I have asked the Finance Department on numerous occasions, and we have come through several budgets since I joined the firm, is how much this is really costing the treasury. They have never been able to put a handle on exactly how much it is costing, and I do not think that is because they do not have the ability to find out what it costs. I think the amounts are rather negligible.

We understand the intention for why it is happening, but it is unfortunate that we selectively look at specific parts of the energy field without doing it in a broad sweep so there could be a little bit of equity when we go through these periodic adjustments. When there is an adjustment made to our sector, adjustments could also be made—and hopefully they will be—to the nuclear sector as well.

The Chairman: I thank you both for your presentation, and we are going to move to the pro on flow-through. I will ask Mr. MacLellan to start the questioning.

Mr. MacLellan: I am interested in that class 34. You did have the right to pass along to investors the saving you would have through the three-year write-off. Did you say it was 50, 25, and 25?

Mr. Passmore: It was 25, 50, and 25.

Mr. MacLellan: That has been cut out altogether, so only the company or individual generating the electricity can actually secure that kind of write-off.

Mr. Passmore: Of course, the budget is very non-specific about this. That is why we are anxious to see the ways and means motion, which has not been written, because it does not define what an owner of a project is.

Mr. MacLellan: That was my next question. The budget is not very specific on this. On what do you base your decision, the fact that this has been cut out?

• 1840

Mr. Passmore: From talking to industry. I mean, as soon as February 10 happened, the phones started ringing. We had engineering firms in Toronto telling us last week they were going to lay off four people because they were in the process of doing engineering and environmental assessments on 15 projects that were financed through class 34, and now the investors are pulling out. We had another company tell us the Toronto-Dominion Bank was

[Translation]

M. Argue: Nous comprenons l'objet et l'intention, simplifier le régime fiscal et, autant que faire se peut, les dispositions accréditives. Je me permets cependant de vous rappeler que nous n'avons jamais bénéficié des déductions pouvant aller jusqu'à 133 p. 100 du secteur minier.

Quand on fait la comparaison avec les autres investissements—notre discussion de ce soir concerne spécifiquement l'énergie nucléaire—une des questions que j'ai posées à de nombreuses reprises au ministère des Finances, et depuis mon entrée dans la compagnie, nous avons connu plusieurs budgets, a été la suivante: combien cela coûte-t-il vraiment au Trésor? Ils ne sont jamais arrivés à me donner une réponse exacte, et je ne pense pas que c'est par manque de moyens pour faire le calcul. Les sommes sont assez négligeables.

Nous comprenons les raisons de cette mesure, mais il est malheureux qu'elle ne touche de manière sélective que certains secteurs du domaine énergétique, alors que, généralisée, elle aurait permis de franchir ces ajustements périodiques dans un climat un peu plus équitable. Quand un ajustement est apporté à notre secteur, des ajustements pourraient également être apportés—et nous espérons qu'ils le seront—au secteur nucléaire.

La présidente: Je vous remercie tous les deux de cet exposé. Nous allons maintenant donner la parole au professionnel des actions accréditives. Je demanderais à M. MacLellan d'ouvrir le tir.

M. MacLellan: Cette catégorie 34 m'intéresse. Vous aviez le droit de transmettre aux investisseurs l'argent épargné pendant ces trois années de déduction. Vous avez bien dit 50, 25 et 25?

M. Passmore: Non, 25, 50 et 25.

M. MacLellan: C'est désormais impossible. Seule la compagnie ou le particulier fabriquant l'électricité peut procéder à ce genre de déduction.

M. Passmore: Le budget est très vague sur cette question. C'est la raison pour laquelle nous attendons avec impatience la motion de voies et moyens, qui n'a pas été rédigée, car le budget ne définit pas ce qu'on entend par propriétaire de projet.

M. MacLellan: C'était ma question suivante. Le budget n'est pas très précis à ce sujet. Sur quoi fondez-vous votre décision? Sur le fait que cette catégorie a été supprimée?

M. Passmore: Sur la base de nos discussions avec l'industrie. Dès le 10 février, les téléphones ont commencé à sonner. Un cabinet d'ingénieurs de Toronto nous a informés la semaine dernière de son intention de mettre à pied quatre de ses employés chargés de l'évaluation technique et écologique de 15 projets financés par les dispositions de la catégorie 34, projets que les investisseurs ne veulent plus financer. Une autre

[Texte]

the main investor in the project, and as soon as February 10 happened they pulled out.

In fact, co-generation companies call us up and say that as of February 10 they are no longer in the co-generation business. I mean, it has created so much confusion that everybody is saying they do not know what is happening and they are not in this game right now.

Mr. MacLellan: In lost projects how much will this mean? Do you have any figure?

Mr. Passmore: Well, there has been various speculation on that. In fact, Energy, Mines and Resources asked us to add this up for them because they wanted to make a case to Finance. It was in the \$200 million range for this year alone. Those are easily identifiable projects. I think there are more out there. Industry is still trying to figure out what this all means.

Mr. MacLellan: I am concerned about this. I think it was the November 5, 1984 statement where a lot of the research and development on alternate energy was done away with. It was decided then that alternate energy should be done through the private sector, and it could be done through the private sector.

I just want to know if you feel that by the elimination of class 34 you are now getting it from both sides. You no longer have federal government assistance, and you are now prevented from having private sector assistance as well. You are just caught in a vice.

Mr. Argue: Our immediate concern is we would like to see the ways and means of exactly what it does mean. Certainly I agree with your impression that we have had to go through a great deal of readjustment on a fairly regular basis as companies have attempted to organize under various financing arrangements. Certainly a number of companies are giving up at this stage. A number of others are going to attempt to restructure their projects, again based on what the ways and means say.

Going back to the discussion you are having in this committee, I think the important point is if this treatment was equitable across the board in the energy field, then it would not be as harmful as it is in our sector.

I do not think we should put all the weight on the class 34 decision. Part of the reason why this is so important is that buy-back rates or power purchase rates in certain provincial utilities are well below the market cost of new electricity. So companies attempting to build these new projects are attempting to use as much as they possibly can to make them economic and get them off the ground. Those are other critical issues surrounding it.

Right now I think the most important thing from an industry perspective—in order that companies can make some decisions on where to go from here—is we need to

[Traduction]

compagnie nous a informés que la Banque Toronto-Dominion, investisseur principal de leur projet, avait mis fin à sa participation dès le 10 février.

En fait, les compagnies de cogénération nous appellent et nous disent que depuis le 10 février, elles ne font plus de cogénération. La confusion est telle que personne ne sait ce qui se passe et que plus personne ne veut plus rien savoir.

M. MacLellan: Qu'est-ce que cela fera en projets perdus? Avez-vous un chiffre?

M. Passmore: Les spéculations sont diverses à ce sujet. En fait, Énergie, Mines et Ressources nous a demandé de faire ce calcul pour l'inclure au dossier présenté aux Finances. Pour cette seule année, cela se monte à 200 millions de dollars. Il s'agit des projets facilement identifiables. Je crois qu'il y en a plus. L'industrie n'en a toujours pas mesuré toutes les conséquences.

M. MacLellan: Tout cela est inquiétant. Je crois que c'est dans la déclaration du 5 novembre 1984 qu'il a été mis fin au financement de la recherche et du développement des énergies de rechange. Il a été décidé que ces travaux devraient être faits par le secteur privé et qu'ils pouvaient être faits par le secteur privé.

Avez-vous l'impression qu'avec l'élimination de cette catégorie 34, vous risquez d'être pris des deux côtés? Vous ne bénéficiez plus de l'assistance du gouvernement fédéral et, maintenant, vous ne pouvez plus non plus bénéficier de celle du secteur privé. Vous êtes pris dans un étai.

M. Argue: Pour commencer, nous aimerions voir cette motion de voies et moyens pour comprendre exactement ce que cela signifie. Vous avez tout à fait raison de penser que nous avons dû traverser une période de réajustement pratiquement quotidienne, toutes les compagnies s'essayant à toutes sortes de réorganisations financières. Quelques compagnies ont purement et simplement abandonné. Un certain nombre d'autres essaient de restructurer leurs projets, encore une fois sur la base de ce que dira cette motion de voies et moyens.

Pour en revenir aux propos de votre Comité, le point qui importe est le suivant: si l'ensemble du domaine énergétique avait été traité pareillement, notre secteur n'en aurait pas autant pâti.

Je ne pense pas qu'il faille incriminer la seule décision concernant la catégorie 34. La raison pour laquelle c'est en partie si important est que les taux de rachat ou les taux de pouvoir d'achat de certaines compagnies d'utilité publique provinciales sont très inférieurs au coût commercial de l'électricité nouvelle. En conséquence, les compagnies essayant de mener à bien ces nouveaux projets essaient de les exploiter au maximum pour les rentabiliser. Il y a donc d'autres éléments critiques à ne pas oublier.

Je crois qu'à l'heure actuelle, du point de vue de l'industrie, la chose la plus importante—pour que les compagnies puissent prendre certaines décisions—est de

[Text]

see the ways and means, and hopefully the Finance Department will reconsider that situation.

Mr. MacLellan: I just want to clarify this point then. Are you saying the class 34 flow-through provisions would not really be necessary to make projects viable—such as you would like to see—if in fact the various utilities would offer a fair price for the buy-back of energy?

Mr. Argue: That, as well as subsidization in the nuclear field, loan guarantees at the provincial level, and so on. If we did really make the electricity market more market-based, then I would think there would be more interest in taking the first step into equity investment in these companies.

Mr. MacLellan: The class 34 really would not be necessary if in fact we had a level playing field, which we do not have.

Mr. Argue: Certainly. Definitely.

Mr. Passmore: Just to follow up on that, Ontario Hydro has actually used in the past—as recently as conferences this past fall and in the spring of 1987—class 34 as a justification for why its rates are high enough. They have said they really do not need to pay full avoided cost because class 34 is equal to about 2¢ per kilowatt-hour, so that makes up for it. So that sort of addresses your question. I posed the question to the gas co-generation firm that was doing the York University project, and they said that the only way they would get back in the business is if they could get something in the neighbourhood of 7¢ or 8¢ per kilowatt-hour from Ontario Hydro for their power.

• 1845

Following up a bit on what Dave said about supporting the government's drive towards tax simplification, again the level playing field and tax simplification is something we support if it is done equitably. Perhaps a way out of this for the Minister would be to say that the projects that can show some sort of paper trail can be grandfathered, because over the last year you have had people out working to raise financing for projects and they have spent six months to a year to get the financing in place but now it is just all for naught. If you could show that kind of paper trail, could those in fact be grandfathered? Or could indeed this legislation not take effect until budget day 1989? Either of those measures would certainly help get these projects at least under way. But the decision would have to be taken awfully quickly, because you have people already making decisions.

Mr. MacLellan: It comes down largely to the problem of utilities, for purposes of trying to develop their own empires or whatever, not recognizing the importance and the saving to the consumer of co-generation, which is really, as you know, a provincial jurisdiction. I would just like to have your ideas as to what you feel the federal

[Translation]

voir la motion de voies et moyens, en espérant que le ministère des Finances reviendra sur sa décision.

M. MacLellan: Permettez-moi de vous demander une précision dans ce cas. Nous dites-vous que les dispositions accréditives de la catégorie 34 ne seraient pas forcément nécessaires pour rendre des projets viables—selon vos critères—si les compagnies d'utilité publique acceptaient d'offrir un prix raisonnable pour le rachat de l'énergie?

M. Argue: Tout comme les subventions accordées à l'énergie nucléaire, les prêts garantis au niveau provincial, etc. Si c'était vraiment les forces du marché qui régissaient le marché de l'électricité, je crois qu'alors, investir dans ces compagnies représenterait un plus grand intérêt.

M. MacLellan: La catégorie 34 ne serait pas vraiment nécessaire si les règles du jeu étaient effectivement les mêmes, ce qu'elles ne sont pas.

M. Argue: Certainement. Sans aucun doute.

M. Passmore: A ce sujet, Hydro-Ontario s'est servie dans le passé—encore lors des conférences de l'automne dernier et au printemps 1987—de la catégorie 34 pour justifier le niveau de ses taux. Ses dirigeants ont dit qu'il ne leur était pas nécessaire de payer le plein coût évité parce que la catégorie 34 équivaut à environ 2c. par kilowatt-heure, ce qui correspond à la différence. Cela répond en quelque sorte à votre question. J'ai posé la question à la compagnie de cogénération au gaz chargée du projet de l'université York, et ils m'ont dit que pour pouvoir revenir dans ce secteur, la seule possibilité, c'était que Hydro-Ontario accepte de leur payer au minimum 7c. ou 8c. par kilowatt-heure.

Pour revenir un peu sur ce que Dave vous a dit au sujet de l'effort de simplification fiscale du gouvernement, il est certain que nous sommes favorables à cette harmonisation des règles et à cette simplification, à condition que cela soit fait de manière équitable. Une solution possible pour le ministre serait de déclarer que les projets pouvant démontrer sur le papier une certaine ancienneté soient exemptés, car il y a des gens qui ont passé un an à chercher de l'argent pour financer ces projets, qui ont mis six mois à un an pour mettre ce financement sur pied et qui se retrouvent maintenant avoir travaillé pour rien. Si ce genre de preuve peut être fournie, ne pourrait-on exempter ces projets? Ou bien, cette loi pourrait-elle ne pas prendre effet avant le dépôt du budget de 1989? Dans un cas comme dans l'autre, les projets déjà en cours y gagneraient. Il reste qu'il faudrait que cette décision soit prise extrêmement vite, car il y a des gens qui prennent déjà des décisions.

M. MacLellan: C'est en grande partie un problème causé par les compagnies d'utilité publique qui essaient de se construire des empires sans tenir compte de l'importance de la cogénération, des économies pour les consommateurs, et, comme vous ne l'ignorez pas, elle relève de la compétence provinciale. Selon vous, que

[Texte]

government should be doing to foster some kind of consensus on treating the companies such as the companies you represent fairly and giving co-generation a chance.

Mr. Argue: The first point is that there are a number of areas, some of which we have identified here, in which again selective market pushes are being used by the federal government. The nuclear area is an area I would identify immediately. There should be a consideration of a national electricity policy other than that in consideration of the export market.

It is a very complicated issue to look at what the cost of power is, what the economics of power are. We sat in an inquiry that had two weeks of public hearings in Alberta talking about 150-megawatt to 350-megawatt coal stations on those costs, and that is all we are really looking for in this situation: that the federal government, again not having strict policy responsibilities, try to pull out as much as it can from the subsidization of certain generation sources and loan guarantees and so on, which have thankfully not played an important part in the last two years but were very important in the 1960s and 1970s to provincial utilities, and to encourage the provinces to hold inquiries similar to that in Alberta, rather than leaving it in the hands of the utilities, which basically are setting the rules right now and determining exactly how much they will pay and what amount they will purchase. Those are the sorts of things that would make a fairly important contribution in the efforts we are making to get this off the ground in Canada.

Mr. Passmore: There are federal-provincial conferences all the time where the federal government tries to implore its provincial colleagues to take action in certain areas, and indeed Marcel Masse could take that sort of initiative where his provincial ministers of energy are concerned.

You alluded to the 1984 cuts, Russ, and it was true. The federal government decided that it would terminate immediately the \$60-million-per-year budget of the division of energy at the National Research Council, but in contrast would taper the cuts to the nuclear industry over a period of 10 years, I believe it was. So the treatment has been far from equitable.

• 1850

The Chairman: Thanks very much, Mr. MacLellan. We can come back to that on the next round. Mr. Gagnon.

Mr. Gagnon: Gentlemen, thank you for appearing. On your class 34, are the rates changed as of February 10?

Mr. Passmore: As of February 10, the flow-through was no longer eligible.

[Traduction]

devrait faire le gouvernement fédéral pour que les compagnies comme celles que vous représentez soient partout traitées également et que la cogénération ait sa chance?

M. Argue: Premièrement, il y a un certain nombre de domaines—nous en avons identifié un certain nombre—où certaines poussées sélectives du marché sont utilisées par le gouvernement fédéral. Le nucléaire est un domaine que j'identifierais immédiatement. La politique nationale d'électricité ne devrait pas reposer uniquement sur des considérations d'exportation.

Calculer le coût de l'énergie, en calculer tous les paramètres, est un exercice très compliqué. Nous avons participé à une étude qui comportait deux semaines d'audiences publiques en Alberta sur les coûts des centrales au charbon de 150 à 350 mégawatts, et en réalité, tout ce que nous voulons dans ce genre de circonstance, c'est que le gouvernement fédéral, encore une fois n'ayant pas de responsabilité de politique stricte, essaie de soutirer le maximum de la subvention de certaines sources de génération, de prêts garantis, etc, qui, Dieu merci, n'ont pas joué de rôle important au cours des deux dernières années, mais qui étaient très importants dans les années 60 et 70 pour les compagnies d'utilité publique provinciales, et d'encourager les provinces à mener des études similaires à celles menées en Alberta, plutôt que de s'en remettre aux compagnies d'utilité publique, qui, pour l'essentiel, fixent actuellement les règles et déterminent le montant de ce qu'elles paieront et la quantité qu'elles achèteront. C'est le genre de chose qui viendra grandement contribuer aux efforts que nous déployons au Canada.

M. Passmore: Il y a tout le temps des conférences fédérales-provinciales où le gouvernement fédéral essaie d'implorer ses collègues provinciaux d'intervenir dans certains domaines, et Marcel Masse pourrait prendre ce genre d'initiative quand ces ministres provinciaux de l'énergie sont concernés.

Vous avez fait allusion aux coupures de 1984, Russ, et c'est vrai. Le gouvernement fédéral a décidé de ne pas renouveler le budget de 60 millions de dollars par année de la Division de l'énergie du Conseil national de recherches, alors que pour l'industrie nucléaire, il lui a accordé, je crois, par contraste, une période de grâce de dix ans. Il est donc difficile de parler d'équité.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur MacLellan. Nous pourrions revenir là-dessus au prochain tour. Monsieur Gagnon.

M. Gagnon: Messieurs, je vous remercie d'avoir bien voulu venir témoigner. Au sujet de votre classe 34, les taux ont-ils changé à partir du 10 février?

M. Passmore: À partir du 10 février, les actions accréditives n'étaient plus admissibles.

[Text]

Mr. Argue: The rates are the same.

Mr. Gagnon: The rates are still 25, 50, 25.

Mr. Argue: Yes.

Mr. Gagnon: Okay, I just wanted to nail that down. To come back to a basic question, inasmuch as your utilities do not pay taxes—your class 34 would not affect Ontario Hydro, for instance—I take it then that all private generation would be a tax-paying entity.

Mr. Argue: Yes, sir.

Mr. Passmore: That is one of the interesting points I forgot to make. Of course, we pay taxes on any profit we make.

Mr. Gagnon: So it is a situation where you feel you can compete with Ontario Hydro on the marginal cost and still pay taxes.

Mr. Passmore: That is correct.

Mr. Gagnon: If we can get back to your presentation and off class 34, you talk about a 9-month in-service and 24 month in-service. Could you explain what you are telling us please?

Mr. Argue: The station that is contemplated and has been brought forward to the committee in terms of looking at the economics of nuclear energy is a four-unit station, each of 881 megawatts. In the Darlington station, one of the units will be coming on. . . Darlington A will be coming on line in 1988. The years for the four units are 1988, 1989, 1991 and 1992, and part of the justification that has been used—although in one of the documents, this supply and demand option study, they debunk it—is that the reason the costs of Darlington A have accelerated to the degree they have are by the deferrals and the longer in-service interval between the units. You collect more interest during construction before you pass it to the rate base. Before it starts producing, you still have to capitalize and charge interest to your costs.

What we looked at is a 24-month interval between the stations, therefore you would have a much longer introduction of the stations collecting more interest during construction on that particular facility. The conclusion that Ontario Hydro reached, and I am only reporting it, is that it only costs 2¢ per kilowatt hour more in constant cents per kilowatt hour. So it is a four-unit station and it is the time. . . the in-service interval is the time between the stations being basically commissioned and starting to produce their electricity.

Mr. Passmore: In effect, what Ontario Hydro was telling you was that the time between unit one and unit two being commissioned and then unit two and unit three being commissioned and unit three and unit four being commissioned, the long times between those being brought into service was a factor in the high cost, while in

[Translation]

M. Argue: Les tarifs demeurent les mêmes, cependant.

M. Gagnon: Les tarifs s'établissent toujours à 25, 50 et 25.

M. Argue: Oui.

M. Gagnon: Bien, je voulais simplement vérifier cela. Maintenant, pour revenir à une question fondamentale, les services publics sont exempts d'impôt, et votre classe 34 n'affecterait pas Hydro-Ontario, par exemple, mais je crois que toutes les centrales privées y sont assujetties.

M. Argue: Oui, monsieur Gagnon.

M. Passmore: C'est un des aspects intéressants que j'ai négligé de relever. Bien entendu, on paie de l'impôt lorsque l'on réalise des bénéfices.

M. Gagnon: Vous estimez donc être dans une situation comparable à celle d'Hydro-Ontario sur le plan des frais marginaux, tout en payant quand même des impôts.

M. Passmore: C'est exact.

M. Gagnon: Me reportant maintenant à votre exposé, plus précisément à ce que vous avez dit au sujet de la classe 34, vous avez parlé d'une période de mise en service de neuf mois et d'une autre de 24 mois. Pouvez-vous nous expliquer ce que vous entendez par là?

M. Argue: L'exemple que nous vous avons cité pour illustrer les aspects économiques de l'énergie nucléaire est une centrale comportant quatre unités de génération, dont chacune est de 881 mégawatts. À la centrale Darlington, l'une des unités sera mise en service. . . Darlington A sera mise en service en 1988. Les autres doivent l'être en 1988, 1989, 1991 et 1992, et l'une des justifications invoquées pour cela, bien que le document portant sur l'offre et la demande la réfute, c'est que les coûts de la centrale Darlington A ont grimpé en raison des reports et des longs intervalles entre chaque mise en service. On accumule davantage d'intérêts à payer pendant la construction, c'est-à-dire avant qu'on puisse les transférer aux consommateurs par l'entremise des tarifs de base. Avant qu'une unité de génération ne commence à produire, il reste encore à procéder à la capitalisation et à imputer des frais d'intérêt au titre des coûts.

Nous avons envisagé un intervalle de 24 mois entre la mise en service de chaque centrale, ce qui veut dire que chacune de ces dernières accumule davantage d'intérêts pendant la période de construction. D'après Hydro-Ontario, dont je vous cite les chiffres, en cents constants, il n'en coûte que 2c. de plus par kilowatt-heure. Il s'agit donc d'une centrale de quatre unités génératrices, et la période de mise en service correspond à l'intervalle entre le moment où l'on accorde le contrat de construction de la centrale et celui où elle commence à produire de l'électricité.

M. Passmore: En fait, Hydro-Ontario vous disait que le temps écoulé entre le moment où on a décidé de mettre en chantier l'unité un et l'unité deux, puis entre l'unité deux et l'unité trois, et entre l'unité trois et l'unité quatre, le long intervalle entre les mises en service, a contribué à la hausse sensible des coûts, en dépit du fait que ce n'est

[Texte]

fact it is not a high factor in the high cost; it affects it by 2¢ per kilowatt hour.

Mr. Gagnon: If I could put it in my own words, a 9-month in-service interval means there is nine months between the first unit and the second unit starting up.

Mr. Argue: That is right.

Mr. Gagnon: And a 24-month in-service interval is 24 months between unit one and two, and two and three and so on. Okay, I have it.

On page 4 you talked about first year costs, 4.5¢ per kilowatt hour—this is an Ontario Hydro number—2.35 constant 1987 cents per kilowatt hour, which I presume is your full cycle costs.

Mr. Argue: That is a leveled cost without inflation.

Mr. Gagnon: On page 5 you talk about first year costs at Darlington of 7.2¢. How did you get from 4.5¢ on page 4 to 7.2¢ on page 5?

Mr. Argue: I think the paragraph under the 4.5¢, the generic unit that they are bringing forward to use is not based on Darlington, it is based on what I call the perfect plant. We are always going to do a better job on the next plant we build, which is forecast to cost \$6.5 billion by their numbers, an exact replication of the Darlington unit, and I mention that it is \$4.4 billion less than Darlington is actually going to cost. That is the difference between the 4.5¢ per kilowatt hour and the 7.2¢ per kilowatt hour which is shown on the following page.

Mr. Gagnon: You are saying that if it costs \$10.9 billion, the first-year costs are 7.2¢.

• 1855

Mr. Argue: Are the actual costs of Darlington in the first year as would be admitted by Ontario Hydro if that question were asked of them?

Mr. Gagnon: Okay, I have it.

Mr. Passmore: They have quoted those costs, actually. Ontario Hydro says the cost of Darlington is over 7¢.

Mr. Gagnon: Are you looking for a market that is going to be a base load or an interruptable? What sort of a market are you trying to—

Mr. Argue: If it is similar to the United States experience, you will find contracts being offered to people who will sell on an interruptable basis, people who will sell on a base-load basis, and people who will sell on a

[Traduction]

pas un facteur déterminant par rapport aux coûts élevés; en effet, il entraîne une augmentation de 2c. seulement par kilowatt-heure.

M. Gagnon: Si je puis exprimer cela dans mes propres termes, une période de mise en service de neuf mois signifie qu'il y a eu un intervalle de neuf mois entre la mise en service de la première génératrice et celle de la deuxième.

M. Argue: C'est exact.

M. Gagnon: Et une période de mise en service de 24 mois correspond à un intervalle de 24 mois entre les unités une et deux, entre deux et trois, et le reste. C'est bien, j'ai compris.

À la page 4, vous avez mentionné les coûts liés à la première année de service, soit 4.5c. par kilowatt-heure—selon Hydro-Ontario—2.35c. en cents constants de 1987 par kilowatt-heure, et je suppose qu'il s'agit là des coûts correspondant au fonctionnement à plein régime.

M. Argue: Il s'agit de coûts répartis uniformément et ne tenant pas compte de l'inflation.

M. Gagnon: À la page 5, au sujet de la première année de fonctionnement de la centrale de Darlington, vous mentionnez des coûts de 7.2c. Comment êtes-vous passés de 4.5c., à la page 4, à 7.2c., à la page 5?

M. Argue: Je crois que les 4.5c. résultent de calculs effectués non à partir de chiffres relatifs à la centrale de Darlington, mais plutôt à une centrale idéale. Nous avons toujours l'intention de faire mieux à chaque nouvelle centrale que nous construisons; nous avons donc prévu que cette nouvelle centrale tout à fait semblable à celle de Darlington coûtera 6.5 milliards de dollars, ce qui représente 4.4 milliards de dollars de moins que celle de Darlington. C'est ce qui explique la différence entre le 4.5c. par kilowatt-heure et le 7.2c. par kilowatt-heure qu'on peut observer à la page suivante.

M. Gagnon: Vous avez affirmé que si les coûts atteignent 10.9 milliards de dollars, les coûts liés à la première année de fonctionnement sont de 7.2c.

M. Argue: Les coûts réels de la première année de fonctionnement de la centrale de Darlington correspondent-ils à ceux que nous donnerait Hydro-Ontario si on les leur demandait?

M. Gagnon: Bien, je les ai.

M. Passmore: Hydro-Ontario a déjà cité des coûts semblables, c'est-à-dire de plus de 7c. pour la centrale de Darlington.

M. Gagnon: Cherchez-vous un marché pour un service fondé sur une charge minimale ou une charge intermittente? Quelle sorte de marché cherchez-vous. . .

M. Argue: Si les choses se passent comme aux États-Unis, on offrira des contrats à ceux qui offrent un service intermittent, à ceux qui l'offrent en fonction d'une charge minimale et, enfin, à ceux qui le font en fonction d'une

[Text]

peaking basis. There are a variety of options that can be applied in the contract stage. Some of the hydro units, some of the co-generation facilities, by the way they will be structured, will need to be base-load facilities, similar to the nuclear plant, and some of them will be more amenable to a peaking or an interruptible basis of sale.

Mr. Gagnon: Do I understand that first off you are saying the market will decide what it should be, but secondly, if Darlington is coming on at 7.2¢ per kilowatt-hour, based on the known costs, you would like to have the ability to sell at 7.2¢?

Mr. Argue: I think we would have to go through the same hearings once again. We had difficulty obtaining some information.

I was quite interested, by the way, to read in the response from one of the Ontario Hydro people that they gave a breakdown on this generic plant among capital cost, operation and maintenance, and fuel cost, which is a figure we have had some difficulty in obtaining in our own research. So I learned a great deal through reviewing the evidence they presented to this committee.

The figure would not be exactly 7.2¢ per kilowatt-hour. I think we have to get into the discussion about decommissioning and fuel disposal costs and a number of other assumptions that we feel Hydro is being far too bullish and conservative on with its costs. In taking a look at the real fixed-charge rate model, the price... if you were to look principally at Ontario Hydro's figures, a 10-year-level contract would be in the neighbourhood of between 6.5¢ and 7¢ per kilowatt-hour: slightly less than the first-year costs.

That is looking at the economic advantage, which is very different from the type of comparisons they give you, to deferring a unit for a single year. That was the method that was used by the majority of the participants in the recently concluded Alberta small power inquiry. Rather than looking at comparing a coal unit with a nuclear unit, as Ontario Hydro and several of the witnesses have tried to do, we look at it in a different way. There are other advantages to deferring public expenditure on a particular generating facility that are not collected in that consideration of the strict economics. That is something the fixed charge rate model does do. The price would be in the 6.5¢ to 7¢ range.

Now, to go to the market-based level, in the United States, now that you have had some history and you set that bench-mark price at the start, they have a bidding system. I see that happening in Canada as well. And the bidding system works. The state of Connecticut just completed a bid in the fall of this year, looking for 800

[Translation]

charge de pointe. À l'étape des contrats, on peut adopter divers choix. Certaines des génératrices hydro-électriques et certaines des cogénératrices, étant donné leur conception, auront besoin d'installations fonctionnant en fonction d'une charge minimale, tout comme dans une centrale nucléaire, et d'autres s'adapteront davantage à des installations qui offriront un service en fonction d'une charge de pointe ou d'un service à vente intermittente.

M. Gagnon: Si j'ai bien compris, vous affirmez que c'est le marché lui-même qui déterminera ce qu'on devrait faire, mais en second lieu, si la centrale de Darlington en service ne coûtera que 7.2c. par kilowatt-heure, compte tenu des chiffres actuels, vous aimeriez bien pouvoir vendre cette électricité à 7.2c., c'est bien cela?

M. Argue: Je crois qu'il faudra de nouveau tenir les mêmes audiences, car nous avons eu de la difficulté à obtenir certains renseignements.

Entre parenthèses, dans la réponse d'Hydro-Ontario, je me suis intéressé à la ventilation des coûts liés à une centrale générale, les coûts en immobilisations, le fonctionnement et l'entretien, et le coût du carburant, ce dernier étant nouveau, car nous avions de la difficulté à l'obtenir dans le cadre de nos propres recherches. J'ai donc appris beaucoup de choses dans les documents présentés par Hydro-Ontario devant votre Comité.

Cela dit, le chiffre n'atteindrait pas précisément 7.2c. par kilowatt-heure. Je crois qu'il faut tenir compte des coûts liés à la mise hors service et à l'enfouissement du carburant, et en outre, par rapport à d'autres hypothèses, nous estimons qu'Hydro-Ontario est à la fois trop optimiste et conservateur dans l'établissement de ses coûts. Lorsqu'on examine les chiffres relatifs au modèle établi selon un tarif fixe, par rapport aux chiffres d'Hydro-Ontario, un contrat de dix ans représenterait entre 6.5c. et 7c. par kilowatt-heure, soit légèrement moins que les coûts liés à la première année de fonctionnement.

L'examen des avantages économiques d'un tel modèle, dans le cas du report d'une unité pour un an, livre des chiffres très différents de ceux observés dans les comparaisons de l'Hydro. C'était d'ailleurs la méthode utilisée par la plupart des participants à l'enquête récemment tenue en Alberta sur les petites centrales électriques. Plutôt que de comparer une centrale fonctionnant au charbon à une centrale nucléaire, comme l'ont fait Hydro-Ontario et plusieurs autres témoins, nous examinons la chose sous un angle différent. Le report de dépenses publiques liées à la mise en service d'une centrale représente d'autres avantages qui ne sont pas pris en compte dans cette forme d'étude. Or, le modèle à taux fixe le fait, lui. Les prix s'échelonnaient donc entre 6.5c. et 7c.

Maintenant, pour ce qui est des tarifs contrôlés par le marché, comme c'est le cas aux États-Unis, on a déjà passablement d'expérience dans ce domaine là-bas, et dès le départ, on établit un prix de repère et on fonctionne selon des appels d'offres. Je crois que les choses pourraient aussi se passer ainsi au Canada, car le système

[Texte]

megawatts of new supply. It was dramatically overbid. There were a lot more people willing to sell electricity than they needed, and the way they chose was on the basis of price. They picked the lowest price offering first.

What I would suggest to you is that this is something Canada will get to if we go through that first stage of setting a market price, which right now exists only in the utilities sector, on what their costs are. In Ontario, correctly, it should be tied to Darlington for that first base, and then we will get to what would be a true market area, after some experience.

Mr. Gagnon: If I follow the rationale and the logic, then, you would have a situation such that if Mr. MacLellan wanted to buy some electricity, you would call for some bids. You would get a number of bids in. Ontario Hydro would only deliver it, pick it up from point A and deliver it to point B, and they would have to compete on an electrical basis with whomever wants to sell.

Mr. Argue: I think the distinction there is that we are not looking at his buying the electricity. That is the distribution side. The way we charge power consumers for their electricity would not change. It is based on embedded costs: what it costs to generate the electricity. In this way, paying the private sector to produce their electricity, it really would be no different from what Ontario Hydro would charge, the rate base based on the Darlington station. Those costs will be passed on to consumers through their rates. So we are looking really on the generation side of that equation.

• 1900

Mr. Gagnon: You are looking only at the generation side, and I guess I am looking at the ultimate situation, which the gas industry is going through right now, where companies such as TransCanada Pipe Lines Limited are becoming less and less of a supplier and more and more of a transportation. To me, following your logic, that is where you would eventually wind up. Ontario Hydro would be a supplier as long as they could meet the market price.

Mr. Passmore: Maybe a distribution entity. I think you have the picture fairly clear. I think your description of the situation is accurate. The only thing to stress is that if you went to a bidding process in Canada right now you would have general non-participation, because the industry is not up and running sufficiently. It took four or five years in the United States to get to a situation where a utility was in a position where it could then say okay, we

[Traduction]

d'appels d'offres fonctionne. L'automne dernier, l'État du Connecticut a fait des appels d'offres pour obtenir 800 mégawatts d'énergie supplémentaire. Eh bien, il y a eu une avalanche d'offres. Il y avait beaucoup plus d'entreprises disposées à vendre de l'électricité que nécessaire, et on a donc adopté le prix comme critère de choix. C'est l'entreprise qui offrait les prix les plus bas qui a obtenu le contrat.

A mon avis, le Canada finira par emboîter le pas si nous commençons d'abord par établir un prix de marché, ce qui à l'heure actuelle n'existe que dans les services publics et en fonction des coûts de ces derniers. En Ontario, on devrait d'abord lier le prix à celui que demande la centrale de Darlington pour la charge minimale, après quoi nous pourrions passer à un prix réglementé par le marché, une fois que nous aurions un peu plus d'expérience.

M. Gagnon: Si j'ai bien suivi votre raisonnement, dans une telle situation, si M. MacLellan voulait acheter de l'électricité, vous demanderiez qu'on passe aux appels d'offres. On en accepterait un certain nombre, et Hydro-Ontario se contenterait de transmettre cette énergie du point A au point B, tout en devant faire concurrence à tous les autres services désireux de vendre de l'énergie électrique.

M. Argue: Je crois qu'il importe de dire ici que nous ne cherchons pas à ce qu'on achète de l'électricité, car cela a à voir avec la distribution. On ne changerait pas la tarification du service fourni au consommateur. Celle-ci se fonde sur des coûts de production, à savoir les coûts liés à la production de l'électricité. Ainsi, si on payait le secteur privé pour qu'il produise son électricité, les tarifs ne seraient pas différents de ceux d'Hydro-Ontario, tout au moins ceux de la centrale de Darlington. Les coûts seraient intégrés aux tarifs que devraient payer les consommateurs. Nous tenons donc vraiment à cet aspect de l'équation.

M. Gagnon: Vous ne tenez compte que de cet aspect de la production, et pour ma part, je tiens compte de la situation en fin de course, en gardant à l'esprit les circonstances que connaît l'industrie gazière en ce moment, où des entreprises comme la TransCanada Pipe Lines Limited jouent de moins en moins le rôle de fournisseur et de plus en plus celui de transporteur. Si je suis votre raisonnement, c'est à cela que vous aboutiriez. Hydro-Ontario demeurerait un fournisseur d'énergie tant et aussi longtemps qu'il pourrait respecter le prix du marché.

M. Passmore: Ou devenir peut-être une entité s'occupant de distribution. Je crois que votre idée d'ensemble est assez juste et que vous avez bien décrit la chose. Toutefois, si on décidait de procéder à des appels d'offres au Canada dans ce domaine, on observerait un manque de participation générale, car l'industrie n'est pas assez forte pour le faire en ce moment. Il a fallu quatre ou cinq ans aux États-Unis pour qu'un service public ne soit

[Text]

are no longer paying full costs for power; we are going to auction. As Dave said, we need 300 megawatts of power. Who can give it to me at what cost?

Mr. Gagnon: I appreciate that it would be an evolutionary sort of thing, but I am thinking about where you would wind up.

The Chairman: I want to go back to one question that Mr. Gagnon raised with you. It was on the huge cost overrun on Darlington, and you said the time lag was insignificant to that. What caused the huge overrun, then?

Mr. Passmore: Interest during construction is still a significant factor in the cost of a facility; in fact, we discuss that in this document. There is a chart or a table that talks about interest during construction on page 13, graph 10, interest as a percentage of capital costs, depending on how long it takes you to build the facility, how much of that total capital cost is in fact interest. But the point was that hydro was trying to claim that was the major reason for the cost overrun; and indeed, the difference between a 9-month interval and a 24-month interval is inconsequential.

The Chairman: What year was that? Was it the late 1970s or early 1980s?

Mr. Argue: When Darlington began construction?

The Chairman: Yes. It was the early 1980s, was it not?

Mr. Argue: It started in the late 1970s.

The Chairman: Yes. I wonder what inflation rates were around that particular time.

Mr. Argue: You might want to take a look at the report by the provincial auditor. It is a mixture of interest rates; it is a mixture of certain escalation rates. But the report also delved into design changes; in fact, certain parts were ordered that were found not to be needed, and certain parts were left out at the site for a longer length of time than was necessary and needed to be reordered.

I would suggest that the committee take a look at that report only because it does take a very hard look at how Darlington moved from basically being a facility in the \$3 billion range when it was first brought forward to one that now cost \$10.9 billion.

The Chairman: We sure had huge inflation and interest rates during a few of those years, though, did we not?

Jeff, you mentioned wind power in southern Alberta quite a bit, and I would like to come back and ask you two or three questions. Regarding the high capital costs that are invested in say the Pincher Creek area—and I

[Translation]

plus obligé de payer les coûts totaux liés à la production d'électricité et soit capable de procéder à des appels d'offres. Comme Dave l'a dit, nous avons besoin de 300 mégawatts d'énergie. Qui peut me les offrir, et à quel prix?

M. Gagnon: Je vois bien qu'il s'agit d'un processus très progressif, mais je me demande jusqu'où il nous mènerait.

La présidente: J'aimerais revenir à une question soulevée par M. Gagnon. Il s'agit des dépassements de coûts considérables observés à Darlington, et au sujet desquels vous avez dit que les retards n'avaient à peu près rien à voir. En ce cas, qu'est-ce qui les a causés?

M. Passmore: Les intérêts accumulés pendant l'étape de la construction constituent un facteur important dans le coût des installations; nous en discutons d'ailleurs dans le document. Vous y verrez un graphique ou un tableau illustrant les intérêts accumulés pendant la construction à la page 13, graphique numéro 10. On y voit les intérêts en pourcentage des coûts en immobilisations, selon le temps nécessaire pour construire les installations. Cependant, ce qu'il y a à retenir, c'est que Hydro-Ontario affirmait que c'était là la principale raison des dépassements de coûts; or, la différence entre un intervalle de neuf mois et de 24 mois est tout à fait minime.

La présidente: De quelle année s'agit-il? De la fin des années 70 ou du début des années 80?

M. Argue: Quand a-t-on entrepris la construction de la centrale de Darlington?

La présidente: Oui. C'était au début des années 80, n'est-ce pas?

M. Argue: C'était à la fin des années 70.

La présidente: Oui. Je me demande quels étaient les taux d'inflation à l'époque.

M. Argue: Vous voudrez peut-être jeter un coup d'oeil sur le rapport du vérificateur général provincial. On y voit un mélange de taux d'intérêt et l'augmentation de certains tarifs. En outre, le rapport portait aussi sur les changements à apporter à la conception du projet; de fait, on a même commandé des pièces qui n'étaient pas nécessaires et on en a laissé d'autres tellement longtemps sans protection sur le chantier de construction qu'il a fallu en commander de nouvelles.

Je recommande au Comité de consulter ce rapport, car il étudie le projet de Darlington de façon très poussée et montre comment on est passé de 3 milliards de dollars au point de départ à des coûts actuels de 10.9 milliards de dollars.

La présidente: Cependant, est-ce que les taux d'intérêt et les taux d'inflation n'ont pas été extrêmement élevés pendant cette période?

Jeff, vous avez mentionné à maintes reprises l'énergie éolienne dans le sud de l'Alberta, et j'aimerais donc y revenir pour vous poser quelques questions. Au sujet des importants coûts exigés par le projet de Pincher Creek—

[Texte]

think this is probably what you are referring to—I understand that one generating station cost \$84,000 for 40 kilowatts. This is going to run to high costs to John Q. Farmer or whoever it is, and it is totally unreliable. How can you justify low-cost wind power from southern Alberta when the wind does not blow all the time, although it did through the Olympics? First, it is not low cost, and second, it is not reliable.

Mr. Argue: I had a call actually from one of the wind companies in Alberta who talked about the Olympics being one of the best advertisements that he has had.

The Chairman: Let us get back to the first one, which is that the wind does not. . .

Mr. Argue: Yes. The point is that you look on a system basis at a variety of sources, and there will be base-load stations on a "must run" operation system, such as was advanced by Cominco in the small power inquiry, using natural gas.

What you have here is this. There was an analysis, which I would again ask you to take a look at, done by the Electric Utility Planning Council in Alberta. The wind does not stop blowing in all places at the same time. They did an analysis of 10 sites. We had some questions about some of the methodology, but they found the wind would not be blowing in only 3% of those sites in any particular instance. So a certain number of the machines were always going to be operating in a certain time. That is part of what we are talking about. You could not build a utility system of 100% windmills.

• 1905

The Chairman: No, you could not.

Mr. Argue: But it has been shown by studies at the Massachusetts Institute of Technology that you could go as high as 30% in a utility system, particularly one using a fuel-based system, as that in Alberta, and it would not adversely affect the operations of that system.

About the cost of those particular units, I have had an opportunity, because I was hired by the Small Power Producers Association, to take a look at the costs of three wind turbines in operation in southern Alberta. On the present banking system, if they were able to match. . . The banking system they have now is that they allow your meter to run backwards. When you produce more than you need it reverses your meter, and when you consume more than you produce then your meter charges it up on exactly the tail-block rate. The farm rate in Alberta is in the neighbourhood of, depending on the class, between 5.5¢ and 6¢ a kilowatt-hour.

There is one unit that is very closely matched. It is Mr. Sinnott's windmill in Pincher Creek. It does have a very good economic viability. There is another unit where a

[Traduction]

celui auquel vous vous reportez probablement—je crois savoir qu'une seule centrale coûtait 84,000\$ pour 40 kilowatts. Cela veut donc dire que l'agriculteur moyen devra payer des tarifs élevés et, qui plus est, pour une source d'énergie tout à fait inconstante. En outre, comment pouvez-vous parler d'une énergie éolienne à faible coût dans le sud de l'Alberta quand le vent n'y souffle pas tout le temps, même si on l'a bien vu souffler aux Jeux olympiques? En premier lieu, cette énergie n'est pas économique et est d'une alimentation très irrégulière.

M. Argue: Un représentant d'une des sociétés d'énergie éolienne de l'Alberta m'a dit au téléphone que les Jeux olympiques avaient donné la meilleure publicité possible à son entreprise.

La présidente: Revenons à la première remarque, c'est-à-dire que le vent ne. . .

M. Argue: Oui. Ce qui est à retenir, c'est qu'on cherche à alimenter un système à même des sources diverses, et qu'il y aura donc des stations à charge minimale dont le fonctionnement devra être obligatoire, comme ce qui a été proposé par la société Cominco dans le cadre de l'enquête sur les petites centrales, où on d'utilisera du gaz naturel.

Le Conseil de planification des services publics de l'Alberta a donc effectué une analyse de la situation, que je vous recommande de consulter. Le vent ne s'arrête pas de souffler partout en même temps. Ils ont fait une analyse de 10 sites. Nous nous sommes renseignés sur la méthodologie qu'ils ont utilisée, mais ils ont constaté qu'il n'y aurait pas de vent dans trois de ces sites seulement. Par conséquent, les machines devaient être toujours prêtes à fonctionner. Mais on ne peut pas répondre aux besoins du public uniquement avec des éoliennes.

La présidente: Non, bien sûr.

M. Argue: Mais des études effectuées par l'Institut de technologie du Massachusetts indiquent qu'on peut employer jusqu'à 30 p. 100 d'éoliennes pour assurer ce service public, surtout si elles sont alimentées au mazout, comme c'est le cas en Alberta.

En ce qui concerne le coût de ces unités, j'ai eu l'occasion de travailler pour la Small Power Producers Association et d'étudier le coût d'exploitation de trois turbines éoliennes utilisées dans le sud de l'Alberta. Ils ont un système qui leur permet de reculer leur compteur. Lorsque la production dépasse les besoins, on recule le compteur, et lorsque la consommation dépasse la production, le compteur indique exactement le prix ultime. Les agriculteurs de l'Alberta paient entre 5.5¢. et 6¢. le kilowatt-heure, selon la catégorie à laquelle ils appartiennent.

L'éolienne de M. Sinnott, à Pincher Creek, est d'une excellente rentabilité économique. Une autre a été construite par un type qui voulait produire de l'électricité

[Text]

gentleman overbuilt, I would say, for his particular demand in the hope that there would be a higher rate than 1.6¢ a kilowatt-hour. Certainly we demonstrated that we thought the rate should be in the neighbourhood of 6.5¢ a kilowatt-hour, to show the costs of new power in Alberta. We wait for the decision of the inquiry on which way they will go. Those units would be economic in that area.

To build a utility system, you do not look for one single solution, whether nuclear plant, coal plant, hydro plant, or windmills. I think the evidence in California, where there is a great deal of wind development, over 10,000 wind machines, is it is very complimentary; in fact, when you look at it from a price perspective, it is very comparable to nuclear, because of what you would call "sticker shock": very high capital costs.

The Chairman: Obviously you need two or three types of sources. Mr. Porter comes from down in that area. Do you have some questions, Mr. Porter?

Mr. Porter: Not about wind, although that is certainly something that is being viewed. . . I do live in southern Alberta, and there have been, as you know, some projects there on some smaller scale.

On page 7, on the Ontario Hydro forecasting, is it normal to be out as far as they were suggesting by the year 2000? They were talking about a peak of 86 gigawatts, when in fact it is down to 28 gigawatts. It is not that much more at present. Is that the problem: it was too long a forecast?

Mr. Argue: I think it was not too long a forecast. Forecasting is a dangerous art. There are so many different changes and variables you have to build into the models, looking at load growth, that what I can say is you are more accurate in the forecast the shorter the time you are looking into the future. Ontario Hydro indeed says that between its low- and high-demand forecasts in the demand and supply option study—and I am quite pleased it admitted this for the first time in its documentation, as it used to come out with an attitude of we know we are right—of between 2.5% and 3.5% growth rates when this was tabled in 1986. . . In the year 2000 there would be a window of difference of 13,000 megawatts between the high- and low-growth probabilities; which is a difference, again, of approximately four Darlington-type stations.

So what do you do when you need a 14-year lead time in that sort of circumstance? It went one step further and said there would be a 60% probability that the forecast would fall within that 13,000-megawatt range.

The point we are making here is simply that the forecast. . . You have had a lot of information presented that in x years the hydro development is going to run out in Quebec and Manitoba, and we have to be thinking

[Translation]

en plus de ses propres besoins, dans l'espoir que le tarif serait supérieur à 1.6¢ le kilowatt-heure. Je pense que nous avons fait la preuve que ce tarif devrait se situer autour de 6.5¢ le kilowatt-heure, si l'on veut tenir compte du coût de cette énergie nouvelle en Alberta. Nous attendons les résultats de l'enquête pour savoir si la décision se fera dans ce sens, auquel cas ces turbines éoliennes seraient tout à fait rentables.

Un service public d'alimentation en électricité ne doit pas être tributaire d'une seule source, que ce soit une centrale nucléaire, une centrale au charbon, une centrale hydro-électrique ou des éoliennes. En Californie, par exemple, il y a plus de 10,000 éoliennes qui constituent un complément tout à fait appréciable aux autres sources de production électrique. En fait, pour ce qui est du prix, il est très comparable au prix de l'énergie nucléaire, car il faut avoir ce qu'on appelle des «munitions», les dépenses d'investissement étant très élevées.

La présidente: Il faut manifestement avoir deux ou trois sources d'approvisionnement. M. Porter vient de cette région, et je vais lui demander s'il a des questions à poser.

M. Porter: Pas en ce qui concerne l'énergie éolienne, même si c'est quelque chose qui mérite très certainement d'être étudié. . . J'habite dans le sud de l'Alberta, où, comme vous le savez, on a entrepris plusieurs projets à petite échelle.

A la page 7 des prévisions d'Hydro-Ontario, est-il normal d'en faire pour des échéanciers aussi lointains que l'an 2000? Il y était question d'un maximum de 86 gigawatts, alors qu'en fait, ce n'est que de 28 gigawatts. Est-ce que parce que ces prévisions ont été faites trop longtemps à l'avance?

M. Argue: Non, je ne crois pas. Faire des prévisions est un art tout à fait incertain. Il faut tenir compte, dans vos modèles, de tellement de fluctuations et de variables possibles en ce qui concerne la croissance de la consommation qu'on court bien sûr moins de risques en faisant des prévisions à court terme. Dans son étude sur l'offre et la demande, Hydro-Ontario fait des prévisions minimums et maximums, et je suis ravi que cette société reconnaisse enfin qu'il y a un minimum et un maximum, car jusqu'à présent, elle voulait toujours avoir raison. . . Elle a donc indiqué, en 1986, lorsque ce document a été publié, que le taux de croissance se situerait entre 2,5 et 3,5 p. 100. En l'an 2000, cette différence entre la croissance minimum et la croissance maximum représentera 13,000 mégawatts, soit à peu près quatre centrales du type Darlington.

Que peut-on faire lorsqu'on a besoin d'un préavis de 14 ans? Hydro-Ontario est allée jusqu'à déclarer qu'il y avait 60 p. 100 de chance que la croissance prévue se situe à l'intérieur de cet écart de 13,000 mégawatts.

Nous disons simplement ici que ces prévisions. . . Bon nombre des documents que vous avez reçus vous montrent que dans x années, le potentiel hydro-électrique du Québec et du Manitoba va commencer à s'épuiser et

[Texte]

about what is going to happen after the hydro resource base dries up.

• 1910

I think those sorts of speculations are simply that: they are speculations in a very long timeframe and highly opinionated. I happen to hold a much different view, but I would say that my forecasts have as much chance of being wrong as their forecasts do as well, and I am sorry to see that a number of people bring forward these sorts of arguments with the confidence they do.

Mr. Porter: I just wanted your views on that, because it does seem like a very large differential.

You talked earlier about a level playing field, yet I think I heard you say that as a taxable entity you still felt you could be competitive. Could you enlarge a bit on that?

Mr. Passmore: I would like in a way to tie that question into the question Bobbie Sparrow asked a minute ago about high capital costs and not being cost effective.

In the case of Ontario, for example, they will pay 4.94¢ per kilowatt-hour to small hydro and wind and wood-fired electricity but only 3.6¢ per kilowatt-hour to gas-generated electricity. So you tell me why there is the discrimination against gas. It is fairly obvious why, but as consumers, when you and I turn the light switch on and the lights come on, do we care whether it is generated by gas or small hydro? The point is that if we know what the value of our power is then we will do the economics on the projects. We will say okay, we are going to be paid 4.94¢ per kilowatt-hour levelized over 10 years and so on; is this a bankable contract?

Incidentally, that is the next issue. This whole issue does not centre only around price. It is all very well and good to be offered 7.2¢ per kilowatt-hour; but if the contract terms and conditions are such that they will only offer it to you for 10 years and then at the end of 10 years they will decide what the price is going to be... That is what Ontario Hydro is now doing: they will offer you a 20-year contract, but only with a guarantee of how much they will pay you for the first 10 years. That in effect is not a 20-year contract; you cannot take that to the bank.

So you do your numbers; you do your analysis and you say okay, this is what we are going to be paid over the life of this project and here is what our costs are, can we do this in the black? It is up to the private sector to decide whether or not they can make this project a go. It is not

[Traduction]

qu'il va donc falloir réfléchir à ce qui va se passer, une fois que ces ressources hydro-électriques seront taries.

Ce genre de prévisions ne sont que des spéculations à très long terme et extrêmement subjectives. Personnellement, je ne suis pas du tout du même avis que Hydro-Ontario, mais j'estime que mes prévisions risquent autant d'être fausses que les siennes, et je ne comprends pas que certains puissent avancer ce genre d'argument avec autant d'assurance.

M. Porter: Je voulais simplement savoir ce que vous pensiez de ce qui m'apparaît être une différence considérable.

Vous parliez tout à l'heure de la nécessité d'adopter des règles identiques pour tout le monde, mais vous avez bien dit qu'en tant qu'entité imposable, vous étiez convaincus de pouvoir être compétitifs. Pourriez-vous nous donner plus de détails?

M. Passmore: Permettez-moi de relier cette question à celle qu'a posée tout à l'heure Bobbie Sparrow au sujet des dépenses d'investissement très élevées et de la non-rentabilité de certaines unités.

En Ontario, par exemple, le tarif est de 4.94¢ le kilowatt-heure d'électricité produite par une petite centrale électrique, une éolienne ou une centrale alimentée au bois, et seulement 3.6¢ le kilowatt-heure d'électricité produite à partir de gaz naturel. Expliquez-moi pourquoi il y a cette différence défavorable au gaz naturel. C'est assez évident, mais franchement, lorsque le simple consommateur appuie sur le bouton pour allumer la lumière, cela fait-il pour lui une différence que l'électricité dont il a besoin soit produite à partir de gaz naturel ou à partir d'une petite centrale hydro-électrique? Si nous connaissons la valeur de l'électricité que nous produisons, nous pourrions préparer nos projets en conséquence. Si nous savons, par exemple, que nous allons toucher 4.94¢ le kilowatt-heure pendant une période de dix ans, il nous restera à déterminer si ce contrat est vraiment valable.

Je voudrais également vous dire, en passant, que tout cela ne dépend pas uniquement du prix. Ce serait parfait si on nous offrait 7.2¢ le kilowatt-heure, mais si les modalités du contrat sont telles qu'on ne nous offre ce prix que pendant dix ans et qu'ensuite, c'est Hydro-Ontario qui décidera du nouveau prix... C'est ce qu'elle fait déjà maintenant. Elle vous offre un contrat de 20 ans, avec un prix garanti pendant les dix premières années. Il ne s'agit donc pas en réalité d'un contrat de 20 ans, car vous ne pouvez pas présenter cela comme garantie à la banque.

Vous êtes donc bien obligé de faire vos propres calculs et vos propres analyses avant de vous demander si, compte tenu du prix qu'on va vous offrir pendant la durée de ce projet, et compte tenu de vos coûts d'exploitation, tout cela est rentable. C'est au secteur privé de prendre la

[Text]

up to governments; it is not up to bureaucrats; it is not up to utilities.

The bureaucrats love to play this game with us. They say there is not really any point in you getting into this game or us having a program or policy to help you out, because there is no potential out there. We say that we will decide that once the policy is in place that permits these projects to function, once we know what the value of the power is.

As things stand now in Canada, there is very little potential because the value of the power is next to nothing. The utilities determine the value of the power and they will not pay us anything to make it worth our while building these projects. So yes, there is very little potential out there; but if we were getting the marginal cost of power for those facilities then the potential would be considerably increased. So that deals a bit with this question of costs.

Another thing, of course, with respect to profits, is when we do our numbers we will see what the analysis indicates and we will be in a position to pay taxes on the profits we make. If we do not make a profit then we will not be paying taxes. But if we do then we will be taxable entities.

Mr. Argue: There is an indication in this document, *The Private Power Option for Canada*, of a few of the projects that we have as comparisons to utility costs. I would point out Black River Hydro Limited in Nova Scotia, which bid, conveniently, against Nova Scotia Power Corporation for the same site in the Department of Development in Nova Scotia. Both submitted cost estimates on the development of that project to the Department of Development in their bids. It is graph number two on page 6 of *The Private Power Option for Canada*. As you can see, the power corporation, looking at exactly the same development, the same type of facility, said it would cost \$950,000 build that project, but it was built and brought on line for under \$250,000 by the private developer. It is working quite well, I might add.

• 1915

Mr. Passmore: It has a capacity factor, I believe, in excess of 99%.

Mr. Argue: Which has some unique characteristics to do with the flow there, but I think it is very good performance and indicative. I think a more dramatic example, again, is on page 8 in that document, the Galetta generating station. This is an example of a station that Ontario Hydro actually put out for tender for

[Translation]

décision d'entreprendre ou non un projet. Cela ne regarde pas les gouvernements, ni les bureaucrates, et encore moins les services publics.

Les bureaucrates adorent jouer à ce petit jeu-là avec nous. Ils vont nous déconseiller de nous embarquer là-dedans, nous dire que ce n'est pas la peine qu'ils mettent en place un programme ou une politique pour nous aider, car tout cela n'a pas vraiment d'avenir. Nous estimons, pour notre part, que c'est à nous de décider une fois qu'une politique aura été adoptée pour permettre à ces projets de fonctionner et une fois que nous saurons quel prix on nous offre pour notre énergie.

A l'heure actuelle, le potentiel de cette ressource est très limité au Canada, car l'électricité ne coûte pratiquement rien. Ce sont les services publics qui déterminent le prix de l'électricité et ils ne font absolument rien pour nous aider à entreprendre ces projets. Donc, c'est vrai, ce potentiel est très limité, mais il pourrait être bien plus grand si on nous offrait un prix qui couvre le coût de production marginal de ce type d'électricité. Voilà pour la question relative aux coûts.

Pour ce qui est des profits, je voudrais vous dire qu'au moment où nous ferons nos calculs, nous nous rendrons bien compte, avec analyses à l'appui, que nous sommes en mesure de payer des impôts sur les profits que nous réalisons. Certes, si nous n'en faisons pas, nous ne paierons pas d'impôt, et si nous en faisons, nous saurons alors des entités imposables.

M. Argue: Dans ce document de Hydro-Ontario, intitulé *The Private Power Option for Canada*, il est question du coût d'exploitation de quelques-uns des projets que nous avons entrepris, en comparaison des coûts des services publics. Je vous signale le cas de Black River Hydro Limited, en Nouvelle-Écosse, dont la soumission a été préférée à celle de la Commission électrique de la Nouvelle-Écosse pour l'aménagement d'un site. L'appel d'offres avait été lancé par le ministère du Développement de la Nouvelle-Écosse. Les deux soumissionnaires avaient présenté au ministère des prévisions financières sur le coût de réalisation de ce projet, et vous pouvez trouver ces données au graphique 2 de la page 6 de ce document. Comme vous pouvez le constater, la commission électrique avait prévu que, pour construire le même type d'installations, il en coûterait 950,000\$, alors que le promoteur privé a fait exactement la même chose pour moins de 250,000\$. Et j'ajouterai que tout marche très bien.

M. Passmore: Ce projet a une capacité de plus de 99 p. 100, je crois.

M. Argue: Il présente aussi des caractéristiques uniques en ce qui concerne le débit, et à mon avis, c'est tout à fait positif. La page 8 du même document contient un autre exemple assez spectaculaire, et c'est celui de la centrale de Galetta, au sujet de laquelle Hydro-Ontario a fait un appel d'offres pour la faire désamorcer et remettre le site en

[Texte]

decommissioning and making the site good. They wanted the dam torn down. Because this station was old, worn out, and could not be repaired, it was not cost-effective to repair this station and continue operating it. Well, lo and behold, one of the tenders came in and said: we do not want to be paid to take that facility down; we will pay you to buy that facility and we think we can continue to operate it.

I do not think Ontario Hydro is going to do it again because they did not think it was possible to do it. This particular father and son team, Galetta Power Limited, who took over the site, not only have made it a paying proposition, but have raised the output of that particular facility from about 4.7 gigawatt hours a year to 7 gigawatt hours a year.

I think that when you pay people based on performance rather than on the incurring of costs, you can see why we feel that we can compete with utilities at their avoided cost, make a buck, and pay taxes.

Mr. Passmore: There is one other issue, Madam Chairman, that came to mind in response to your question concerning a system relying on wind or any other single technology. Of course, as we have said, you want to have a mix of technologies on your system. Indeed, I guess if any system is becoming perhaps too reliant on nuclear power, it would be the Ontario system. I believe it is going to be something like 60% reliant on nuclear for its electricity when Darlington is commissioned.

The problem private power producers are having, whether it is in Alberta or in Ontario or Nova Scotia or anywhere else, with the utilities beyond price and contract terms and conditions is this concept of dealing with us in aggregate. If you have down in Sarnia, Ontario, five different companies that want to co-generate, similar to the Dow Chemical facility, Hydro wants to deal with you all individually. They want to deal with you as an independent entity and negotiate a contract with you only. They want to know when your downtime is going to be and therefore you are not reliable and so on. The point is that private power producers dealt with in aggregate and taken in aggregate can guarantee a high level of reliability.

What they do is similar to what has happened in the United States. They enter into contracts with one another to provide and guarantee that reliability to the utility. If everyone in this room had a private power facility, we would sit down and start an industry association and say okay, you are going to have your annual operation and maintenance the first two weeks of March and then I will have mine in April and you had better have yours in May and September and August and so on, so that we do not all shut down and go on two weeks' holidays in July and leave the utility with a shortfall. But the utility does not want to deal with us on that basis. They do not want to

[Traduction]

l'état. La société voulait faire démolir le barrage, car la centrale était assez vieille, et Hydro-Ontario estimait qu'il ne serait pas rentable de la rénover et de continuer à l'exploiter. Mais ne voilà-t-il pas que l'un des soumissionnaires prétend ne pas vouloir être payé pour démolir l'installation, mais qu'au contraire, il veut la racheter pour continuer à l'exploiter.

Hydro-Ontario était donc convaincue que ce n'était pas possible. Les acheteurs, un père et son fils, ont constitué la société Galetta Power Limited, et ont réussi non seulement à faire de cette centrale une exploitation rentable, mais également à faire passer sa production de 4,7 gigawatts-heures à 7 gigawatts-heures par an.

Quand on paie les gens en fonction de leur rendement plutôt qu'en fonction de leurs dépenses, on comprend pourquoi nous sommes convaincus de pouvoir concurrencer les services publics, faire des profits et payer des impôts.

M. Passmore: Il y a autre chose que je devrais vous dire, madame la présidente, en réponse à votre question sur un service public qui serait tributaire de l'énergie éolienne ou d'une autre technologie exclusive. Nous avons dit qu'il est préférable que le système dépende de plusieurs technologies. Mais s'il y a un système qui risque de dépendre excessivement de l'énergie nucléaire, c'est bien celui de l'Ontario. En effet, lorsque la centrale de Darlington entrera en service, à peu près 60 p. 100 de la production électrique de cette province dépendra de l'énergie nucléaire.

Que ce soit en Alberta, en Ontario, en Nouvelle-Écosse ou ailleurs, les petits producteurs d'électricité doivent faire face, non seulement aux problèmes que posent les modalités des contrats que leur offrent les services publics, mais aussi au fait que ces services publics veulent traiter avec chacun d'entre eux séparément. S'il y a cinq entreprises différentes à Sarnia, en Ontario, qui veulent faire de la cogénération, comme l'installation de Dow Chemical, Hydro-Ontario veut négocier un contrat avec chacune d'elles séparément. Elle veut connaître les périodes pendant lesquelles elles ne peuvent pas assurer un certain niveau de production, etc. Or, les petits producteurs pourraient, tous ensemble, garantir une bien meilleure continuité de la production.

Ils font exactement ce qui se fait aux États-Unis, c'est-à-dire qu'ils signent des contrats entre eux pour garantir au service public une production continue. Par exemple, si chacun d'entre vous était un petit producteur, nous commencerions par former une association et, ensuite, on essaierait de s'entendre pour qu'un tel procède à son entretien annuel les deux premières semaines de mars, qu'un autre en fasse autant en avril, et ainsi de suite en mai, en septembre et en août. . . De cette façon, nous ne serions pas tous immobilisés en même temps pendant les deux premières semaines de juillet, car dans ce cas, Hydro-Ontario ferait face à une pénurie. Pourtant, cette

[Text]

deal with us in aggregate. They want to deal with everyone on an individual basis.

Mr. Gagnon: Could I come in on this one question? This is coming back to graph 3 on page 8, Ontario Hydro and Galetta Power. Who buys the power from Galetta?

Mr. Argue: Ontario Hydro.

Mr. Gagnon: On what basis?

Mr. Argue: On the basis of an escalating rate of 3.5 cents a kilowatt-hour. It started at 3.5 cents a kilowatt-hour in 1985.

Mr. Gagnon: Was that part of the agreement, the original contract?

Mr. Argue: Yes.

Mr. Gagnon: Thank you.

The Chairman: How long was the contract, do you know?

Mr. Argue: The contract in that particular facility is for ten years.

The Chairman: Is it renegotiated every—

Mr. Argue: No, that one is tied actually to the wholesale cost of power increase each year. That is the escalation factor. A variety of very great difficulties were explored by the Ontario Energy Board with new contracts. That was one of the fairer contracts that Ontario Hydro brought forward. The new contracts are lifetime contracts.

Mr. MacLellan: Just on the point that you made on the types of companies selling their surplus energy and arranging among themselves when their respective downtimes would be, when they would think their peak hours would be and what have you, what you are saying is that if Ontario Hydro would not negotiate with an individual company, but would negotiate with a group that could maintain a constant flow. . . Instead of dealing with one, they would arrange among themselves to create a package proposal. They would go to Ontario Hydro with it and in the same way a group of windmill operations would be able to say because the wind is blowing in certain areas all the time, we can assure you a capacity of such and such.

Mr. Passmore: It does not have to be done that way, Russ, although it could be done the way you are suggesting. I am sure the utility would prefer to have its contract with the individual entity. What I am suggesting is when they look in terms of their entire generation mix, they look at it as a total system. Now they say this is one

[Translation]

société ne veut pas négocier avec nous de cette façon-là, c'est-à-dire collectivement. Elle préfère traiter avec chacun d'entre nous, séparément.

M. Gagnon: Puis-je intervenir? Je voudrais en revenir au graphique 3 de la page 8, où il est question de Hydro-Ontario et de la société Galetta Power. Qui achète l'énergie produite par Galetta?

M. Argue: Hydro-Ontario.

M. Gagnon: A quel taux?

M. Argue: Il s'agit de tarifs indexés, dont le premier niveau, qui a commencé en 1985, avait été fixé à 3,5c. le kilowatt-heure.

M. Gagnon: Cela faisait-il partie du contrat initial?

M. Argue: Oui.

M. Gagnon: Merci.

La présidente: Quelle était la durée du contrat?

M. Argue: Pour la société Galetta, le contrat était de dix ans.

La présidente: Et il est renégocié tout. . .

M. Argue: Non, ce tarif est en fait indexé à l'augmentation générale du coût de l'énergie chaque année. C'est là le facteur d'indexation. L'Office de l'énergie de l'Ontario a fait une enquête sur les difficultés nombreuses et considérables qu'ont suscitées ces nouveaux contrats. Le contrat Galetta était en fait l'un des plus équitables que Hydro-Ontario ait jamais signé. Pour ce qui est des nouveaux contrats, ce sont des contrats à vie.

M. MacLellan: Vous avez dit tout à l'heure que les petits producteurs pourraient, tous ensemble, s'entendre pour garantir à Hydro-Ontario une production plus régulière, car ils pourraient s'arranger en cas de production excédentaire de l'un et de pénurie de l'autre, et vice versa. Vous avez dit qu'au lieu de négocier avec chacun d'eux séparément, Hydro-Ontario pourrait signer un contrat avec ce groupe de petits producteurs, afin d'assurer une production constante. . . Au lieu de négocier chacun de son côté avec Hydro-Ontario, ces petits producteurs pourraient s'entendre pour lui faire une proposition collective. Les producteurs d'énergie éolienne pourraient en faire autant, car ils pourraient dire que, parce que le vent souffle constamment dans certaines régions, nous pouvons vous garantir une capacité de tant.

M. Passmore: C'est une façon de procéder, Russ, mais il y en a d'autres. Je suis sûr que la société de services publics préfère négocier avec chaque producteur séparément. Je veux dire par là que Hydro-Ontario doit tenir compte de toutes les sources de production d'électricité, et qu'elle se dit que telle éolienne est fiable à

[Texte]

wind facility that has a 30% or 60% reliability factor and therefore it is not reliable. They have to look at it in terms of the total picture and the total system mix.

Mr. MacLellan: The contract would be on the basis of producing so much energy at such-and-such peak periods of time, and when you piece it all together you have a proposal.

The other thing you mentioned is having bids for energy. Presumably this is on the basis that Ontario Hydro has enough capacity to supply all their own needs. They would go to bids based on what their own costs are and try to secure the supply of electricity at a lower rate. Is that what you are saying?

Mr. Argue: If we are given the opportunity to do what was recently concluded in Alberta, we will suggest it should be paid the full avoided cost. In Ontario, it is based on a Darlington-type station, an amount that would exactly equal the cost of the station in those dollars. I think that is the type of unit on the table these days, and that is the price we should be using to judge what the cost of the next four-unit station in Ontario will be. That is the basis for the first phase of development with which the private sector should be paid.

Mr. MacLellan: I am not clear on this. Are you talking about the co-generation and other small hydro coming on now to complement the needs of Ontario Hydro in the future?

Mr. Argue: Yes. I think this example will link with your first question as well. In California, the PURPA legislation, which really brought forward the change in the electrical generation industry in the States, started in 1978. There were court challenges and the industry got off the ground in 1981. They had a shortage of approximately 20% of their peak demand in California. They had to bring it in from outside areas. The private power industry, or the independent energy producers, as they are called in California, provide about 10% of that power. They individually contract with the utility to sell electricity on those criteria you mentioned but the association itself makes sure there is a policing level. People follow the terms of the contract and we do not all shut down at the same time.

It is important to note that as part of the overall system, including all those windmills and the natural gas co-generators, they display a higher capacity factor than the three utility companies' own generating facilities do in aggregate. It is all taken together. PG&E, Pacific Gas and Electric Co., San Diego Gas and Electric, take the electricity produced by these independent producers—an electron is an electron—and sell it in the same way they sell the electricity they produce themselves.

It really does not make a change. It is not an extra; it is part of the solution. Certainly in Ontario the discussions are looking in the neighbourhood of 3,500 megawatts of new supply and between 2,000 and 3,000 megawatts of

[Traduction]

30 ou à 60 p. 100. . . Hydro-Ontario doit avoir une vue d'ensemble de toutes ces sources d'approvisionnement.

M. MacLellan: Le contrat vous engagerait à produire tant d'énergie à telles périodes de pointe, et pour y parvenir, vous feriez entre vous les arrangements nécessaires.

Vous avez également parlé d'appels d'offres. Je suppose que cela se produit lorsque Hydro-Ontario a la capacité suffisante pour satisfaire tous ses besoins. Dans ce cas, elle fait un appel d'offres pour essayer d'obtenir de l'électricité à un tarif inférieur à ses propres coûts. C'est cela que vous voulez dire?

M. Argue: Si on nous permet de faire ce qui a été récemment autorisé en Alberta, nous devrions avoir droit au tarif contractuel intégral. En Ontario, ce tarif est calculé par rapport à une centrale de type Darlington, et correspond exactement aux coûts d'exploitation de cette centrale. C'est ce type de centrale auquel on se réfère maintenant, et c'est le tarif sur lequel on devrait se baser pour déterminer le coût de la prochaine centrale à quatre unités de l'Ontario. C'est à partir de cela qu'on devrait calculer le tarif accordé au secteur privé.

M. MacLellan: Je ne comprends pas très bien. Voulez-vous parler de production mixte et des autres petites centrales qui seront construites pour suppléer aux besoins futurs de Hydro-Ontario?

M. Argue: Oui. L'exemple que je vais vous donner va illustrer ma réponse à votre première question. En Californie, la loi PURPA est entrée en vigueur en 1978, et cette loi a vraiment modifié l'industrie de la production électrique aux États-Unis. Il y a eu plusieurs contestations devant les tribunaux, mais finalement, l'industrie a démarré en 1981. Aux périodes de pointe, la Californie enregistrait une pénurie d'environ 20 p. 100. Elle devait donc faire venir son électricité de l'extérieur. Là-bas, les producteurs indépendants fournissent à peu près 10 p. 100 de cette énergie. Ils négocient chacun de leur côté avec la société de services publics pour lui vendre l'électricité dont elle a besoin, selon les critères que vous avez mentionnés, mais l'association exerce une certaine surveillance. Les producteurs respectent les modalités du contrat et s'arrangent entre eux pour ne pas interrompre leur production tous en même temps.

Il convient de souligner que toutes ces éoliennes et toutes ces installations de production mixte gaz-électricité ont, ensemble, une capacité bien supérieure aux propres centrales de production des trois sociétés de services publics. PG&E, Pacific Gas and Electric Co., San Diego Gas and Electric achètent l'électricité produite par les producteurs indépendants et la revendent comme si elles l'avaient produite elles-mêmes.

Cela ne change pas grand-chose, mais c'est un élément de solution. En Ontario, on parle d'une augmentation de la production de 3,500 mégawatts et d'une diminution de la demande de l'ordre de 2,000 à 3,000 mégawatts, si l'on

[Text]

demand reduction in order to reduce the uncertainty in the year 2000 framework. That is what we are talking about. We are looking at replacing the need for the next nuclear station, deferring it, basically.

Mr. MacLellan: Not the ones that are already being built?

Mr. Argue: No.

Mr. MacLellan: In reading *The Private Power Option for Canada*, the U.S. Public Utility Regulatory Policies Act is mentioned. I just wanted to get some of your opinions on that act and what you see as perhaps comparable legislation in Canada.

Mr. Argue: I think it would have to be done on a provincial basis in Canada. It has been widely interpreted by various states, and that is one of the problems we have with it. I had hoped at one time that we would not have to go the legislative route. I had hoped that the Canadian utilities, being Crown Corporations and supposedly acting in the public good, would look for the most cost effective options, that they would not show self-interest in trying to maintain their largest operation, which is in the generation field. I think the Alberta model is going to be a very interesting one. We will see how the government adapts and adjusts. They did not say should we have a small power policy—I think that was an important distinction, and that was also part of the PURPA legislation in the United States—they said how will we have a small power policy.

• 1925

The Chairman: But the report is not out yet.

Mr. Argue: It is not out yet. This is in the terms of reference.

Mr. Passmore: The terms of reference: that we will establish a small power policy in the province of Alberta.

The Chairman: The report will not be out for a couple of weeks.

Mr. Passmore: That is right. The report was submitted by the ERCB to the government this week and the government will be making its decision as to how it reacts to the report.

There was various testimony made. We feel that the cost in the province of Alberta is 6.1¢ a kilowatt hour. We do not know how the ERCB PUB is going to react to that. The point is that the policy of Alberta may end up being that they will pay private power producers 4¢ a kilowatt hour. If that is their policy, there will not be a private power sector in Alberta.

The Chairman: But you are still guessing. It is hypothetical.

Mr. Argue: I was not trying to draw attention to anything other than the fact that I think it is very pivotal.

[Translation]

veut être sûr de pouvoir répondre aux besoins de l'an 2000. On remet même en question la nécessité de construire la prochaine centrale nucléaire.

M. MacLellan: Pas de celles qui sont déjà construites?

M. Argue: Non.

M. MacLellan: Dans ce document intitulé *The Private Power Option for Canada*, il est question de la loi américaine qui réglemente les sociétés de services publics. J'aimerais savoir ce que vous pensez de cette loi et s'il y en a de comparables au Canada.

M. Argue: Il faudrait examiner la situation qui existe dans chaque province. Cette loi fait l'objet d'interprétations très différentes d'un État à l'autre, et cela a posé des problèmes. A une époque, j'espérais ne pas avoir à recourir au processus législatif. J'espérais que les compagnies canadiennes d'électricité, sociétés d'État censées servir l'intérêt public, chercheraient les options les plus économiques, ne manifesteraient pas d'égoïsme en essayant de conserver leur plus gros secteur d'activité, à savoir le secteur de la production d'électricité. Le modèle de l'Alberta va être très intéressant. Nous verrons comment le gouvernement s'adapte et s'ajuste. Il ne s'est pas demandé s'il y avait lieu d'adopter une politique en faveur des petits producteurs d'électricité—à mon avis, c'est une distinction importante qui se retrouvait aussi dans la loi PURPA, aux États-Unis—il a tout simplement annoncé une politique en faveur des petits producteurs d'électricité.

La présidente: Mais le rapport n'est pas encore publié.

M. Argue: Pas encore. Cela se retrouve dans le mandat.

M. Passmore: Il est déclaré dans le mandat que nous allons mettre en oeuvre une politique en faveur des petits producteurs d'électricité dans la province de l'Alberta.

La présidente: Le rapport ne sortira pas d'ici quelques semaines.

M. Passmore: Le rapport a été présenté par la CCRE au gouvernement cette semaine, et celui-ci fera connaître sa réaction.

Divers témoignages ont été entendus. Selon nous, il en coûte en Alberta 6.1¢ le kilowatt-heure. Nous ne savons pas comment la CCRE va réagir à cela. Il se peut bien qu'au bout du compte, la politique albertaine sera de payer 4¢ le kilowatt-heure aux producteurs privés d'électricité. Si telle est sa politique, il n'y aura pas de secteur privé de production électrique en Alberta.

La présidente: Mais ce sont encore des hypothèses.

M. Argue: Tout ce que je voulais faire, c'est attirer l'attention sur le fait qu'à mon avis, c'est la clé de voûte.

[Texte]

How are they going to approach this question and what reaction will they have? Hopefully it will be a workable model than can be transferred to other provinces.

The Chairman: I have asked the clerk to make sure that we do get a copy of that report, Russ, when it comes out in a couple of weeks.

Mr. Tupper: I just want to make sure I understand your message. Are you really suggesting to the committee that the marketplace should dictate all the power generation capability we would have in Canada and that governments should stay out of that process?

Mr. Passmore: I think you will notice that on page 15 of this document we talk about the various examples and quote some examples of central generation subsidization which take place in this country. In particular we talk, to some extent under Ontario Hydro, about the nuclear generating option. What we are suggesting is that governments should not be in the business necessarily of pushing these technologies, particularly when there appear to be other options out there which do not have equal access to, in this case, capital markets.

I think governments certainly do have a role to play. Research and development might be an area to look at. But you have to ask yourself, how long have you been doing research and development in a particular area? What have the returns been in terms of a Crown out, Crown in analysis? What is the competition out in the marketplace? Does it have an ability to compete fairly?

Perhaps I should make something clear. There has been a fair degree of criticism of, or at least perceived criticism, Ontario Hydro and Canada's electric utilities here this evening. That is not our intent. No one could argue with the track record of Ontario Hydro in terms of reliability of supply of electricity. It is second to none.

Ten years ago it seemed to make absolute sense to go the central generation planning route. Indeed, you probably remember better than I do—although I had some examples in my own backyard—that the small hydro facilities in Ontario and Quebec, which during the 1940s and 1950s were quite active, were gradually decommissioned and shut down by the utility. They felt it made more sense to centralize all this generation capacity because of economies of scale and so on. That seemed to make sense 10 or 15 years ago.

• 1930

Because of the sorts of things Mr. Argue was talking about in terms of 13,000 megawatt windows of uncertainty, building these long lead-time projects—when we do not know what demand will be 10 years from now—gets us into a situation where we commit large amounts of capital to projects where if the demand does not materialize we as ratepayers and taxpayers are left with a huge lump of excess capacity in the system. Indeed,

[Traduction]

Comment va-t-on aborder la question, et quelle sera la réaction? Tout ce que j'espère, c'est que le modèle marchera et pourra s'appliquer dans les autres provinces.

La présidente: J'ai demandé au greffier de s'assurer que nous obtenions une copie de ce rapport, Russ, lorsqu'il sera rendu public dans quelques semaines.

M. Tupper: Je veux seulement être certain d'être compris. Êtes-vous en train de dire au Comité que ce sont les lois du marché qui devraient déterminer l'ampleur des moyens de production d'électricité au Canada et que les gouvernements ne devraient pas intervenir?

M. Passmore: A la page 15 du document, vous verrez que nous donnons divers exemples de financement accordé aux services centralisés de production d'électricité au Canada. Dans la partie consacrée à Hydro-Ontario, nous parlons assez longuement de la filière nucléaire. A notre avis, il n'appartient pas nécessairement aux gouvernements de faire la promotion de ces techniques, surtout lorsqu'il semble y avoir d'autres filières qui n'ont pas aussi facilement accès aux marchés de capitaux.

Les gouvernements ont assurément un rôle à jouer. Il y a certainement lieu de se pencher sur la recherche et le développement. Mais il faut se demander: depuis combien de temps fait-on de la recherche et du développement dans un domaine donné? Quels bénéfices a-t-on tirés de la participation de l'État? Quels sont les concurrents? Peuvent-ils livrer une concurrence sur un pied d'égalité?

Laissez-moi préciser quelque chose. On a entendu passablement de critiques, ou ce qui a l'air d'être des critiques, ici ce soir, adressées à Hydro-Ontario et aux autres compagnies de production d'électricité du pays. Ce n'est pas notre but. Personne ne peut contester les réalisations d'Hydro-Ontario au chapitre de la fiabilité des approvisionnements d'électricité. Elle n'a pas son pareil.

Il y a dix ans, il tombait sous le sens qu'il fallait choisir la centralisation de la production d'électricité. Vous vous souvenez probablement mieux que moi—même si je me souviens de la situation dans mon patelin—des petites compagnies d'électricité en Ontario et au Québec qui étaient très actives dans les années 40 et 50 et qui ont été mises hors service, puis fermées par les grands services d'utilité publique. Ils trouvaient plus sensé de centraliser toute la capacité de production à cause des économies d'échelle et d'autres facteurs. C'était plein de bon sens il y a 10 ou 15 ans.

À cause des facteurs dont M. Argue parlait tout à l'heure, comme les créneaux d'incertitude de 13,000 mégawatts, la construction de ces projets à longue durée de préparation... alors que nous ignorons ce que sera la demande dans dix ans... nous force à consacrer de gros capitaux à des ouvrages qui, si la demande ne se matérialise pas, créeront pour les abonnés et les contribuables une surcapacité de production énorme.

[Text]

we have that situation now, plus a large debt that the ratepayer is then obliged to carry.

So we would like to see that situation rectified. We would like to see the pendulum swing back a bit. We are not going to decommission all large projects in the country. Obviously, existing facilities are going to continue to perform. We need to have a situation where we look at the options and say, from the central planning option, here are the costs of new electricity. If the utility builds it themselves, here is what it costs.

We give you some input on page 18 of this document as to what we think you should consider in the calculation of those costs. It asks what you put into calculating full avoided costs. It is not just avoided fuel or avoided capital cost. There is a whole series of assumptions that need to be included in that side bar on page 18 in calculating full avoided costs. That is the needed input data.

Mr. Tupper: I understand that. I am just trying to get a feel for the point at which central governments or provincial governments should not be there.

Mr. Passmore: I think as far as the particular instance of this committee is concerned, it is time for the federal government to withdraw its support from the nuclear industry. That is the point we are at right now as far as nuclear is concerned.

Mr. Tupper: Are you really saying AECL should get out of nuclear power plant research of all sorts?

Mr. Argue: Who is benefiting from the research AECL is doing? Who is enjoying the benefits of nuclear power in Canada today? It is principally Ontario Hydro, with more limited involvement by New Brunswick and Hydro-Québec. I think it should be brought back to that question. If Ontario Hydro benefit—and obviously they do with their existing systems—the cost of that research should be paid for by the ratepayers of Ontario, the consumers of electricity. It is a benefit being enjoyed by Ontario's ratepayers. That is one of the points we want to make.

I do not think the federal government should feel obligated to have the balance of the nuclear industry resting in their hands. But rather than through tax dollars, where it does not really show up as a cost to the ratepayers, that is something that should be acquired by the electric utilities who have an interest in furthering the research and development of the CANDU system.

Mr. Tupper: I am not sure you have answered my question. But coming back to the tack you took, of course the federal government, through AECL, have recognized the point you make—I think for quite some time—and have been negotiating for nearly two years with the Government of Ontario and Ontario Hydro to take over a substantive part of the operating costs of AECL. That

[Translation]

D'ailleurs, c'est déjà le cas, et l'abonné doit en plus rembourser une dette énorme.

Nous, nous voudrions corriger cette situation. Nous aimerions ramener le pendule dans l'autre direction. Nous n'allons pas mettre hors de service toutes les grandes centrales électriques du pays. Il est évident que les installations en place vont rester en activité. Ce qu'il faut, c'est étudier les options et déterminer ce que coûtera la production d'électricité nouvelle dans l'hypothèse de la centralisation. Si le service public construit lui-même les installations, voici ce que cela va coûter.

À la page 18, vous verrez ce que nous proposons d'inclure dans ces coûts. On vous demande de calculer les facteurs qui entrent dans le calcul de l'ensemble des dépenses évitées. Il ne s'agit pas seulement des dépenses d'équipement ou des dépenses en combustible qui n'ont pas été engagées. Il faut inclure toute une série d'hypothèses dans le graphique de la page 18 pour calculer l'ensemble des dépenses évitées. C'est ce qu'il faut comme données de calcul.

M. Tupper: Je veux bien, j'essaie seulement de déterminer les cas où les gouvernements, fédéral ou provinciaux, ne devraient pas intervenir.

M. Passmore: Pour le cas qui occupe le Comité à l'heure actuelle, j'estime qu'il est temps que le gouvernement fédéral retire son appui à l'industrie nucléaire. C'est là où nous en sommes actuellement en ce qui concerne la filière nucléaire.

M. Tupper: Recommandez-vous vraiment de suspendre l'activité de l'EACL en matière de recherches sur les centrales nucléaires?

M. Argue: Qui profite des travaux de recherche exécutés par l'EACL? Qui profite des avantages de la production nucléaire d'électricité au Canada aujourd'hui? C'est principalement Hydro-Ontario, et accessoirement le Nouveau-Brunswick et Hydro-Québec. À mon avis, c'est ainsi qu'il faut poser la question. Si Hydro-Ontario en profite... et c'est de toute évidence le cas à l'heure actuelle... le coût de ces travaux de recherche devrait être assumé par les abonnés de l'Ontario, les consommateurs d'électricité. C'est un avantage dont profitent les abonnés de l'Ontario. C'est ce que j'essaie de faire comprendre.

À mon avis, le gouvernement fédéral ne devrait pas se sentir responsable du sort de l'industrie nucléaire. Au lieu de se servir de l'argent des contribuables, que les abonnés n'ont pas vraiment à rembourser, ce sont les services publics qui devraient payer la note puisque c'est à eux que profitent les travaux de recherche et de développement du système CANDU.

M. Tupper: Je ne suis pas certain que vous ayez répondu à ma question. Quoi qu'il en soit, il est bien évident que le gouvernement fédéral, par l'intermédiaire de l'EACL, a reconnu le bien-fondé de ce que vous avancez... depuis quelque temps déjà... et il y a près de deux qu'il négocie avec le gouvernement de l'Ontario et Hydro-Ontario pour qu'elle assume une partie importante

[Texte]

really has not been a very successful endeavor. Now, accepting that, would you still say the federal government should cease supporting nuclear power plant research in Canada?

Mr. Argue: Again, I think it depends on how you go about the negotiation. I know this government has attempted to grapple with the deficit situation. Given the prospect of negotiating whether they are going to acquire a responsibility or not, I think any government in this country, provincial or federal, are going to say they would rather not acquire that responsibility.

Taking a look at it from my position, if the research is so important—and I believe it is in a number of areas such as fuel disposal—Ontario Hydro is going to have to pick up that research in that area. I think we bring it back to that initial question. I am pleased to hear you say the government is grappling with that particular issue.

Mr. Tupper: Has grappled with it.

Mr. Passmore: Unsuccessfully. But I think the point is if they are given an option, the option will always be no, we will not incur that expense. If you are prepared to underwrite that expense, why should the provincial government do it?

• 1935

Mr. Tupper: Then you come back to the other alternative: now do you disband?

Mr. Passmore: That is right, you do come back to that alternative.

Mr. Tupper: As a person who is very interested in the long-term energy resource for Canada, would it be your recommendation to the committee that nuclear power research be disbanded?

Mr. Passmore: We have made the point, I think, that we would not view the federal government's pulling out of this area as leading to that end result, because we feel that would be picked up by the industry that benefits from it.

Our challenge to the nuclear industry has always been, look, if you can finance projects on the same basis as we are prepared to do it, then go ahead and do it. Of course there is no private-sector nuclear industry out there, so they cannot. They are totally reliant on government financing for their projects. I would like to see, as I say, some more realistic use of that public money.

Mr. Tupper: Ontario Hydro recently experienced a peak-load demand, I think it was in November last year. What was that figure?

Mr. Argue: It was in the neighborhood of 24 gigawatts.

Mr. Tupper: If we went back to your question—and this is a very elementary type of question—on what private power includes, in your overview on page 4, and

[Traduction]

des frais d'exploitation de l'EACL. Cela n'a pas eu beaucoup de succès. Dans ce cas, estimez-vous toujours que le gouvernement fédéral devrait arrêter de financer la recherche sur les centrales nucléaires au Canada?

M. Argue: Encore une fois, je pense que cela dépend de la façon dont on négocie. Je sais que le gouvernement a essayé de venir à bout du déficit. Un gouvernement placé devant la perspective d'assumer de nouvelles responsabilités, qu'il soit provincial ou fédéral, préférera sans doute ne pas s'en charger.

De mon point de vue à moi, si ces travaux sont importants... et je pense qu'ils le sont dans plusieurs domaines, comme l'élimination du combustible... Hydro-Ontario devra se charger des travaux de recherche dans ce domaine. Et cela nous ramène à la question initiale. Je suis heureux de vous entendre dire que le gouvernement cherche à résoudre cette question.

M. Tupper: L'a résolue.

M. Passmore: Sans succès. Ce qui compte, c'est que si on lui donne le choix, il refusera toujours la dépense. Si vous êtes prêts à payer la note, pourquoi le gouvernement provincial voudrait-il le faire à votre place?

M. Tupper: On revient donc à l'autre possibilité. Faut-il maintenant fermer les laboratoires?

M. Passmore: Précisément, on revient à cette option.

M. Tupper: Comme vous vous intéressez beaucoup aux ressources énergétiques à long terme du Canada, recommanderiez-vous au Comité d'arrêter les travaux de recherche sur l'énergie nucléaire?

M. Passmore: Nous avons montré, je pense, que le retrait de la participation du gouvernement fédéral à ce secteur d'activités n'aboutirait pas à ce résultat, parce que c'est l'industrie bénéficiaire qui prendrait le relais.

Le défi que nous avons toujours lancé à l'industrie nucléaire est le suivant. Si vous êtes en mesure de financer des projets aux mêmes conditions que nous sommes prêts à le faire, alors allez-y. Evidemment, il n'y a pas d'industrie nucléaire du secteur privé au pays; c'est donc impossible. L'industrie nucléaire dépend donc entièrement du gouvernement pour financer les projets. Moi, j'aimerais que l'on dépense ces fonds publics de façon plus réaliste.

M. Tupper: Hydro-Ontario a connu récemment une demande qui représentait sa charge maximale. C'était en novembre de l'an dernier, je crois. Quel était le chiffre?

M. Argue: Aux alentours de 24 gigawatts.

M. Tupper: Si nous revenions sur votre question—et c'est une question très élémentaire—sur ce que comprend le secteur privé de l'électricité, dans votre survol à la page

[Text]

excluding co-generation, how much power could we potentially develop in Canada from the other five?

Mr. Passmore: Let us include co-generation to begin with, because—

Mr. Tupper: I am suggesting we exclude it. That is my question. I am just really trying to get a feeling from the other five. What is the potential? I have a reasonable feeling for the co-generation one.

Mr. Argue: There is a table on page 9 of that document that takes a look at existing projects we have. Numerous technical studies have been done in Canada on the various technologies and what sort of technical potential is there. The missing ingredient again is the economic potential. If you have a situation in B.C. where they are not willing to pay anything for the surplus electricity, or several other provinces that are well under the cost of new power, it shows, as Jeff indicated before, a very limited potential. I think the missing ingredient, again, is how much the value of that power is going to be. On that basis, you have to go out and do very specific site assessments.

Bring it back. We cannot give you a definitive answer on what it is. But to show you what happened in the United States when the PURPA legislation happened... you had companies then willing, on a risk basis, to go out and look at small hydro sites and do the types of feasibility studies that are necessary to determine whether they are economic or not.

From a technical standpoint, there is an overwhelming resource. It remains to be seen how much of it is going to be an economic resource.

Mr. Passmore: I could give you another example of what has happened in the U.S. I do not like to evade your question, but on the other hand I do not want to throw out an ill-considered number and say 10,000 or 15,000 megawatts. I want to be able to put more thought into it than that, in particular since there is this problem with technical versus economic potential.

In the U.S., utilities over the next 10 years are planning to build for themselves approximately 18,000 megawatts of capacity. That is about what they have on the books. This is the entire U.S., all utilities, for the next 10 years. In the last three years, parallel generators have filed to build 36,000 megawatts in the U.S. In other words, double the amount is how many megawatts of capacity have been filed; and when I say "filed", you actually have to apply to the Federal Energy Regulatory Commission in the U.S. to become eligible for a private power project to go ahead.

By contrast, Canadian utilities are planning to build—and I was just looking for the figure, because it was reported in the Canadian Electrical Association document not too long ago—30,000 or 40,000 megawatts. That is

[Translation]

4, et si l'on exclut la coproduction, combien d'électricité pourrait-on tirer des cinq autres?

Mr. Passmore: D'abord, incluons la coproduction parce que...

M. Tupper: Je vous demande de l'exclure. C'est ma question. J'essaie seulement de me faire une idée de ce qu'on peut produire à partir des cinq autres. Quel est le potentiel? J'ai une assez bonne idée en ce qui concerne la coproduction.

M. Argue: Au tableau de la page 9, il est question des ouvrages en place. De nombreuses études ont été réalisées au Canada sur les différentes techniques et sur le potentiel technique existant. Ce qui manque, c'est le potentiel économique. Dans les cas où, comme en Colombie-Britannique, on refuse de payer quoi que ce soit pour l'électricité excédentaire, aussi dans plusieurs autres provinces qui payent beaucoup moins que ce que coûte l'électricité nouvelle, cela montre, comme Jeff l'a indiqué tout à l'heure, que le potentiel est très limité. Encore une fois, ce qui manque, c'est la valeur qu'aura cette électricité nouvelle. Dans des conditions comme celle-là, il faut faire des évaluations précises des sites.

Nous ne pouvons pas vous donner une réponse catégorique. Mais voyez ce qui s'est produit aux États-Unis sous le régime de la loi PURPA. Des compagnies étaient prêtes à courir le risque et à rechercher de petits sites propices à la production d'hydro-électricité et à faire les études de faisabilité nécessaires pour juger de leur viabilité économique.

D'un point de vue technique, il s'agit d'une ressource extraordinaire. Il reste encore à voir dans quelle mesure il s'agit d'une ressource économique.

M. Passmore: Je pourrais vous donner un autre exemple de ce qui s'est passé aux États-Unis. Je ne veux pas contourner votre question, mais d'un autre côté, je ne veux pas lancer de chiffres irréflectés et parler de 10,000 ou 15,000 mégawatts. Je veux prendre le temps d'y réfléchir surtout qu'il faut confronter potentiel technique et potentiel économique.

Aux États-Unis, les services publics comptent construire au cours des dix prochaines années des installations représentant environ 18,000 mégawatts de capacité. C'est à peu près ce dont ils disposent actuellement en théorie. Il s'agit de la totalité du territoire américain et de tous les services publics pour les dix prochaines années. Au cours des trois dernières années, des producteurs parallèles ont demandé la permission d'installer 36,000 mégawatts aux États-Unis. En d'autres termes, on a fait des demandes représentant le double de la capacité actuelle. Quand je parle de demandes, je veux dire qu'il faut faire une demande à la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis pour obtenir la permission de construire une centrale électrique privée.

En comparaison, les services publics canadiens comptent installer—je viens de lire le chiffre dans le document de l'Association canadienne de l'électricité—entre 30,000 et 40,000 mégawatts. Selon leurs affirmations,

[Texte]

what they are claiming is going to have to be built. Canadian electric utilities are forecasting 31,000 megawatts are going to have to be built between now and the year 2000.

[Traduction]

c'est ce qu'il faudra créer. Les services publics d'électricité du Canada prévoient construire des centrales produisant 31,000 mégawatts d'ici l'an 2000.

• 1940

That makes me scratch my head. U.S. utilities, with a population 10 times the size of Canada, are planning to build 18,000 megawatts and Canadian utilities are planning to build 31,000 megawatts. There is a whole host of issues that come into play here. First of all, where are they going to find the capital for the capacity? The money is just not there. They say if we do not need the capacity in Canada, we will export it. It is not clear to me that the export market is going to materialize.

When we talk to U.S. utilities, they respond they are not sure how much they are going to buy from Canadian utilities because their own plans include fairly aggressive energy management and parallel generation policies. I draw to your attention the quote on the back of the document from the chief executive officer of Central Maine Power, who says the parallel generation will provide 38% of their system's power by the year 2000. He says there is no consensus or desire in Maine to build large power plants. People prefer independent power production and that is exactly what the utilities are doing.

The Chairman: Mr. Passmore, I have about six quick questions because time is of the essence and Mr. Clay would like to ask a few. Let us get back to some quick questions and quick answers. How would you contract a price? How would you negotiate a price for your power with a utility company? You have to include transportation costs.

Mr. Passmore: How would we negotiate our price?

The Chairman: How would a contract price be negotiated with say Ontario Hydro or Transalta?

Mr. Passmore: They would offer a price for our power; right now, they are offering 4.94¢. The contract terms and conditions are what comes into play. They are offering 20-year contracts, but they were suggesting they will only pay 4.94¢ for the first 10 years, and after that time the price becomes negotiable.

There are a whole host of other conditions that are in the contract. Lawyers get paid money to read this through and make sure both parties are happy with the terms. Some private power producers have actually chosen to take their risks and not sign contracts, but will negotiate on an annual basis with Hydro because they feel the contract they are being offered is simply not signable.

Mr. Lawrence Harris (Committee Researcher): Why use this full avoided cost of Darlington? It seems there is no benefit for anybody on the government or utilities side, yet the same amount of money is being spent. Should you not be coming in with a significantly lower price bid?

Cela me laisse perplexe. Les services publics des États-Unis, dont la population est dix fois celle du Canada, prévoient en construire pour 18,000 mégawatts et les sociétés canadiennes, pour 31,000 mégawatts. Toute une série de questions se posent ici. Tout d'abord, où trouveront-ils les fonds nécessaires? L'argent n'est pas là. Ils disent que si l'on n'a pas besoin de l'énergie produite au Canada, on exportera. Il ne m'est pas évident que le marché extérieur sera là.

Les services publics américains nous disent qu'ils ne savent pas combien ils vont acheter aux sociétés canadiennes, parce qu'ils entendent gérer soigneusement leur énergie et recourir à la production parallèle. Je vous signale les propos au verso du document du président directeur de la Central Maine Power; selon lui, la production parallèle assurera 38 p. 100 de l'énergie produite d'ici l'an 2000. Il dit que les gens du Maine ne veulent pas qu'on construise de grandes centrales. On préfère la production indépendante et c'est exactement ce que les sociétés d'énergie font.

La présidente: Monsieur Passmore, j'ai six petites questions parce que le temps presse et M. Clay voudrait en poser quelques-unes. Il y a des réponses courtes à des questions courtes. Comment fixe-t-on le prix? Comment négocie-t-on le prix auquel on vend l'énergie à une compagnie de services publics? Il faut tenir compte des coûts de transport.

M. Passmore: Comment négocie-t-on notre prix?

La présidente: Comment négocie-t-on un prix avec Hydro-Ontario ou Transalta, par exemple?

M. Passmore: Les sociétés d'énergie proposent un prix pour notre électricité; en ce moment, elles offrent 4,94¢. Les stipulations du contrat entrent en ligne de compte. Elles offrent des contrats de 20 ans, mais elles fixent le prix à 4,94¢. pour les 10 premières années, après quoi le prix sera à négocier.

Toute une série d'autres conditions sont prévues dans le contrat. On paie des avocats pour les lire et s'assurer que les deux parties en sont contentes. Certains producteurs privés ont choisi de courir le risque de ne pas signer de contrat, mais de négocier chaque année avec Hydro parce qu'ils croient que le contrat qu'on leur propose n'est pas avantageux.

M. Lawrence Harris (chargé de recherche): Pourquoi utiliser le total des dépenses évitées pour Darlington? Il semble qu'il n'y a aucun avantage pour qui que ce soit, pour le gouvernement ou pour les services publics, même si l'on dépense la même somme. Ne devriez-vous pas faire une soumission beaucoup plus basse?

[Text]

Mr. Passmore: The benefit is that the money is being raised in the private sector, not in the public sector. Ultimately, the projects are being built with private sector capital, not public sector capital. That is the first point.

Let us be clear about the second point you make. In the short term, what we are talking about doing is creating a simulacrum free market. In other words, what is it costing utilities to build these facilities? In the short term, instead of them doing it, let us pay it to the private sector until we get a vibrant industry up and running in three or five years, and then go to an auction process.

There has been some speculation whether or not this is too complicated an issue for ratepayers to understand. They will not appreciate why they should pay me 7.2¢ a kilowatt-hour instead of Ontario Hydro. What is the difference? Where is the saving? That issue is dealt with quite a lot in here in terms of how the ratepayers benefit by the private sector getting involved and taking the risk themselves and getting out of this treadmill of continued excess capacity and overbuilding and debt and all the rest of it.

Mr. Harris: Those points are well taken, but it sounds like part of the argument is that the utilities are not so efficient at this. Is it not odd to use a not-so-efficient outfit as a benchmark?

Mr. Passmore: That gets us back to the question of profit we pay, the taxes we pay on our profit.

Mr. Harris: We will let that drop. But the other angle I would like to inquire about is right on the same topic. You are speaking about starting at what we all seem to acknowledge is the highest possible payment. You are hoping it is going to come down through some auction process. It seems to me that any time resource owners deal with prices coming down it is far more complicated than just acknowledging that we will let the chips fall where they may.

• 1945

It may not be so easy to see that happen politically, or for any other number of reasons. If you are talking about an industry association that is going to plan maintenance schedules and so on and so forth, what is to stop the same people who are in the association from essentially acting as a single seller of this parallel power and exploiting the situation to get the very highest payment they can, which would probably remain up very close to the 7.7¢ that we are all rather scandalized about?

Mr. Passmore: Of course the utility would always know what its own costs were and would always, in calling for tenders for power, look at costs that were below that.

We can only look at the U.S. experience and say what has actually happened there. Indeed, we have been very blunt with our own industry people here in Canada on two counts. First, we have said if it turns out that full avoided cost is 4.5¢ a kilowatt-hour and wind energy cannot make it at 4.5¢ a kilowatt-hour in Ontario, then

[Translation]

M. Passmore: L'avantage, c'est qu'on recueille les fonds dans le secteur privé, non pas pas dans le secteur public. En fin de compte, on construit les installations avec des capitaux privés et non publics. C'est la première chose.

Entendons-nous clairement sur votre deuxième observation. A brève échéance, on va stimuler le marché libre. Autrement dit, qu'est-ce que cela coûte aux services publics pour construire ces installations? A court terme, plutôt que de payer les services publics à cet effet, faisons appel au secteur privé jusqu'à ce que l'industrie soit en plein essor d'ici trois ou cinq ans, puis on aura un appel d'offres.

On s'est demandé si ce n'est pas trop compliqué pour les abonnés. Ils ne savent pas pourquoi ils doivent me payer 7,2c. le kilowatt-heure et non pas à Hydro-Ontario. Quelle est la différence? Où est l'économie? Notre mémoire souligne que les abonnés profitent du fait que le secteur privé s'engage et assume les risques lui-même, ce qui fait sortir du cercle vicieux de la surcapacité, des constructions inutiles et des dettes, etc.

M. Harris: Ce que vous dites est valable, mais il semble que l'argument repose sur l'hypothèse que les services publics ne sont pas aussi efficaces. N'est-il pas curieux d'utiliser une entreprise inefficace comme étalon?

M. Passmore: Cela nous ramène à la question des impôts que nous payons sur nos bénéfices.

M. Harris: Passons. Une autre question que je voudrais poser touche le même sujet. Vous proposez qu'on commence au paiement que nous reconnaissons tous, semble-t-il, comme étant le plus élevé possible. Vous espérez qu'il sera réduit grâce à un appel d'offres. Il me semble que chaque fois que les propriétaires des ressources font face à une réduction des prix, c'est beaucoup plus compliqué; on ne peut simplement laisser aller les choses.

Cela n'aura pas lieu, peut-être, pour toutes sortes de raisons, politiques ou autres. Si une association industrielle doit planifier les calendriers d'entretien, etc., qu'est-ce qui empêche les membres de l'association d'agir comme vendeurs uniques de l'énergie produite en parallèle et d'exploiter la situation pour obtenir le maximum possible, qui sera probablement tout près des 7,7c. qui nous scandalisent?

M. Passmore: Bien sûr, le service public saurait toujours ses propres coûts; lorsqu'il ferait des appels d'offres, il chercherait des coûts inférieurs.

Nous ne pouvons que regarder les États-Unis et voir ce qui s'y est passé. En fait, nous n'avons pas mâché les mots avec les gens de l'industrie ici au Canada, pour deux raisons. D'abord, nous avons dit que si le total des dépenses évitées est de 4,5c. le kilowatt-heure et que l'énergie éolienne ne soit pas rentable à ce prix-là en

[Texte]

too bad, wind; you have to look elsewhere for markets. That is the hard reality, if you cannot make it. But we know other technologies can make it, perhaps, at that price.

The point is that probably the most cost-effective option is the gas co-generation option, and they will be competing against developers of small hydro sites for building new capacity additions, if we ever get to that situation. We have not even crossed the first hurdle yet, of course.

Mr. Argue: I would add one point to that. You make it sound as if through an association they are going to police their members and pull all their members together and say let us hold out to get the highest price when we are in this sort of bidding situation with the utilities. One of the wonderful things about this sort of development, if we look at the U.S. model, is that over 400 different entities are in the business of selling electricity in California today. Those companies, while they work together on certain industry issues, are still very competitive among themselves to make sure they get the new projects and they are the ones that are going to continue to grow in this sort of industry. The competition does certainly exist there.

Even with the limited development and involvement we have here, we have three very competitive wind turbine distributors in Alberta these days, and some very strong small hydro companies in Ontario. The competition is there. It is not that you are going to have one or two principal players emerge out of that. That again can be quite easily dealt with by offering the proper environment and incentives in bringing this forward. Again, we have the example of the U.S. model, where it has worked.

The Chairman: Jeff, what about interprovincial sales? What are the implications?

Mr. Passmore: We would like to see a situation where in fact a private power producer in one jurisdiction could, if the utility were not interested... and we have this situation right now in Nova Scotia where if the Nova Scotia Power Corporation is not interested in buying your power, if you can find a buyer out of the province, the power corporation should wheel that power for you and you will pay a fee for the privilege of their lines, but you have found a buyer out of province and you want to sell it to them.

The Chairman: How would compensation for damages be handled if a parallel producer were to cause some physical damage to other elements in the distribution system?

Mr. Argue: Indemnity and liability clauses are included in all contracts, and there are insurance requirements very similar to those the utility has to keep in force for itself in those circumstances. But again, taking a look at the actions and the activities in jurisdictions where this has taken place, I could give you the example of Galetta Power Limited, which I was doing some negotiating for. It

[Traduction]

Ontario, tant pis, il faut chercher des marchés ailleurs. C'est la dure réalité. Mais nous savons que d'autres techniques de production pourraient être rentables à ce prix.

L'option la plus rentable, c'est probablement la coproduction à gaz, et les promoteurs de cette option concurrenceraient les promoteurs de petites installations hydro-électriques pour la construction de nouveaux projets, si on se rend jamais à ce stade-là. Mais nous n'avons pas encore franchi la première étape, bien sûr.

M. Argue: J'ajouterais une chose. Selon vous, une association exercerait le contrôle sur ses membres et les obligerait à exiger le prix le plus élevé des services publics. L'un des avantages de ce genre de développement, si l'on voit ce qui se passe aux États-Unis, c'est que plus de 400 entreprises différentes vendent de l'électricité en Californie aujourd'hui. Elles collaborent sur certaines questions qui intéressent l'industrie, mais elles se concurrencent pour obtenir les nouveaux projets et ce sont elles qui prospéreront dans une telle industrie. La concurrence existe certainement.

Bien que le développement et la participation soient limités ici, on a trois distributeurs d'éoliennes très compétitifs en Alberta actuellement et quelques petites sociétés d'hydro-électricité très fortes en Ontario. La concurrence est là. On ne verra pas en sortir un ou deux grands. Si ce problème se posait, on n'aurait qu'à offrir les encouragements appropriés. On a l'exemple des États-Unis, où cela a marché.

La présidente: Jeff, qu'en est-il des ventes interprovinciales? Quelles sont les conséquences?

M. Passmore: Nous voudrions qu'un producteur privé d'une province puisse, si le service public n'était pas intéressé... cette situation existe actuellement en Nouvelle-Écosse, où, si la société d'énergie de cette province ne veut pas acheter votre énergie et que vous pouviez trouver un acheteur à l'extérieur de la province, la société doit la transmettre pour vous, moyennant des frais pour l'utilisation de son réseau, mais vous avez trouvé un acheteur à l'extérieur de la province, à qui vous voulez la vendre.

La présidente: Comment traiterait-on le problème de dédommagement si un producteur parallèle endommagerait d'autres éléments du réseau de distribution?

M. Argue: Tous les contrats prévoient des dispositions d'indemnité et de responsabilité et les exigences en matière d'assurance ressemblent beaucoup à celles que le service public doit respecter lui-même pour de telles circonstances. Mais regardons ce qui se passe dans les faits; je pourrais vous donner l'exemple de la Galetta Power Limited, pour laquelle j'ai négocié. Elle vient d'acheter

[Text]

has just completed a power station in Douglas, Ontario, up the Ottawa Valley, with one of the most sophisticated pieces of protection equipment ever put on a small hydro facility, I would say, anywhere in the world, at great additional cost.

It was quite interesting when we were doing the research on that. I walked into one Ontario Hydro facility that has been there since 1940, one of their own facilities, which had only large block fuses. In other words, if those fuses failed, far more damage would take place from some of their own facilities. We accept that. We are prepared to go that extra mile on the protection equipment because we have a track record and we have something to prove. The contract issues can cover that. The experience in the United States indicates it is not a problem.

• 1950

The Chairman: And who would be responsible for providing back-up power capacity if something failed?

Mr. Argue: Other small power producers or private power producers in that area. Again, if it follows the experience of California, where approximately 10% of the generation comes from these independent producers as well as the utility system, it has to be looked at as an integrated system.

The Chairman: You are really joint-venturing, then; you are not taking a single source.

Mr. Argue: I do not think it is joint-venturing. I think the utility would earn revenue in its particular generating facilities, as it always has in the past, and the private power producer is paid for the generation he produces. It is all blended at the distribution level.

Mr. Dean Clay (Committee Researcher): Gentlemen, you referred to the situation in the United States and how PURPA, the Public Utility Regulatory Policies Act, has had quite a positive effect on the development of parallel power. PURPA has really done it through three mechanisms. It exempts parallel generators from being classified as public utilities; it requires public utilities to purchase electricity from qualified parallel generating facilities; and it requires that they pay the avoided cost. Should a Canadian utility be required to purchase power, when it is offered, from a parallel generator?

Mr. Argue: Generally, yes, with limits. One of my criticisms of PURPA is there were not strict development limits placed. Although some people have concerns that there is not enough resource, in places such as California far too much development has taken place. The state definitely did make a mistake in implementation in not saying that it would allow this number of people to be exempted as public utilities, and the other provisions of PURPA, up to a certain megawatt limit in a certain timeframe. But other than that, I think they should be required to purchase power.

[Translation]

une centrale à Douglas (Ontario) dans l'Outaouais, dotée d'un dispositif de protection le plus perfectionné qui soit de toutes petites installations hydro-électriques du monde, dirais-je, à beaucoup de frais.

Les recherches sur cela étaient très intéressantes. J'ai visité une installation d'Hydro-Ontario qui existe depuis 1940; elle n'est dotée que de grands fusibles en blocs. C'est-à-dire, si les fusibles faisaient défaut, les dommages causés par les installations d'Hydro seraient beaucoup plus graves. Nous l'acceptons. Nous sommes prêts à faire un peu plus en matière de protection parce que nous voulons maintenir notre bon dossier et nous avons quelque chose à prouver. On peut le prévoir dans le contrat. Selon l'expérience des États-Unis, ce n'est pas un problème.

La présidente: Et qui devra assurer le service de l'électricité de secours si quelque chose tombait en panne?

M. Argue: D'autres petits producteurs, ou des producteurs privés de la région. Si cela ressemble à la situation en Californie, où environ 10 p. 100 de l'électricité provient des producteurs indépendants et le reste du réseau du service public, il faut envisager le tout comme un système intégré.

La présidente: Il s'agit donc d'une entreprise conjointe et non pas d'un seul fournisseur.

M. Argue: À mon avis, ce n'est pas une entreprise conjointe. Je pense que le service public serait payé pour l'énergie produite dans ses installations, comme c'était toujours le cas, et le producteur privé serait payé pour ce qu'il produit. C'est tout mélangé à la distribution.

M. Dean Clay (chargé de recherches): Messieurs, vous avez parlé de la situation aux États-Unis et vous avez fait savoir que la Loi sur les politiques de réglementation des services publics (PURPA) a eu un effet très positif sur la mise au point d'installations parallèles. C'est grâce à trois facteurs, en fait: la loi ne classe pas les producteurs parallèles comme des services publics, elle oblige les services publics à acheter de l'électricité aux installations parallèles qualifiées et elle les oblige de payer le coût équivalent. Devrait-on obliger un service public canadien à acheter de l'énergie à un producteur parallèle, si elle est offerte?

M. Argue: En général, oui, sous certaines réserves. J'ai critiqué la loi dite PURPA, entre autres, parce qu'elle n'a pas imposé de limites strictes. Même si certains se préoccupent du manque de ressources, dans certains endroits comme en Californie, on en a beaucoup trop. L'État s'est vraiment trompé en ne précisant pas le nombre maximum d'entreprises qui ne seraient pas considérées comme des services publics et exemptées des autres dispositions de la PURPA, jusqu'à concurrence d'une certaine puissance maximale dans un certain délai. Mais à part cela, je pense qu'elles devraient être obligées d'acheter l'électricité.

[Texte]

Mr. Passmore: Actually, Mr. Clay, all the utilities in Canada do permit a private power interconnection, as I said before. That was unlike the pre-PURPA situation in the U.S., where in fact they did not always permit it. Canadian utilities will permit it; they just do not pay you anything to make it worth your while.

Mr. Clay: In this case they have to accept it. Should a Canadian utility have to accept the power if it is off-peak and might idle some of its own generating capacity?

Mr. Argue: Yes, if it is brought in and implemented in the proper phase. We are not asking to be allowed to bring 3,000 megawatts into Ontario right now, because at present Ontario still has a surplus. But we need to start getting up to speed if we are to meet the need for power in 1998.

There are going to be those imperfect situations where there will be surplus in certain valley periods. Hopefully, with some of the measures that Ontario Hydro hopes to implement on load leveling—shifting loads from various periods—those problems will be mitigated somewhat.

I think that comes back to the nuclear question. There are examples here in Ontario. In fact, a report released by a select committee in Ontario looking at whether to approve Darlington indicated that because of the must-run needs of nuclear plants, that they have to be base load, that Ontario was going to be spilling, in the early 1990 period, between 8% and 10% of the available hydro power, the cheapest cost power they have, since nuclear stations cannot follow a load. Certainly we would like to see it phased in so those problems would be mitigated somewhat. But again experience in other jurisdictions has shown that they can be easily handled at the contract stage, that they can make requests for certain base-load development, and they can also make requests for peak-period power only.

Mr. Clay: So unlike the United States, you would like to see some controls on the rate at which it is implemented and perhaps some controls on peaking versus off-peak power.

Mr. Argue: That is right.

Mr. Clay: Under PURPA a utility can hold up to a 50% equity interest in a parallel generator. Should that be allowed in Canada?

Mr. Argue: We brought forward in the small power inquiry that because of the outright antagonism in certain quarters, for this first phase of development we would like to see the building of an industry to compete, and that after the first four- or five-year period we would be more than willing to have utilities enter either in an equity position in an existing small power project or become full participants and competitors advancing their own projects in that sort of a marketplace. But I feel it is important for

[Traduction]

M. Passmore: En fait, monsieur Clay, tous les services publics au Canada permettent à un producteur privé de se brancher au réseau, comme je l'ai déjà dit. C'est le contraire de la situation qui existait aux États-Unis avant l'adoption de la loi PURPA, où ce n'était pas toujours permis. Les services publics canadiens le permettront, mais ils ne paient pas assez pour que ce soit rentable.

M. Clay: Dans ce cas-ci, ils doivent l'accepter. Est-ce qu'une société d'énergie canadienne doit accepter l'électricité hors des périodes de pointe, si cela l'obligerait de ne pas utiliser certaines de ses installations?

M. Argue: Oui, si cela se fait d'une manière convenable. Nous ne demandons pas qu'on nous permette d'ajouter 3,000 mégawatts en Ontario maintenant, parce que cette province connaît un surplus actuellement. Mais nous devons commencer si nous voulons répondre à la demande en 1998.

Il y aura toujours des excédents pendant certaines périodes creuses. On espère que, grâce aux mesures prises par Hydro-Ontario qui vont équilibrer la charge en la transférant entre certaines périodes, ces problèmes seront allégés un peu.

Cela nous ramène à la question du nucléaire. On en a des exemples ici en Ontario. En fait, selon un rapport publié par un comité spécial ontarien qui étudiait la nécessité de la centrale d'Arlington, parce que les centrales nucléaires doivent toujours fonctionner à un certain niveau, avoir une certaine charge de base, l'Ontario gaspillerait, au début des années 1990, entre 8 p. 100 et 10 p. 100 de l'énergie hydro-électrique disponible, soit l'énergie le meilleur marché dont ils disposent. Les centrales nucléaires ne peuvent pas suivre la demande. Nous voulons que cela soit appliqué graduellement afin d'alléger les problèmes. Mais là encore, d'après l'expérience de d'autres provinces, on peut facilement régler ces problèmes dans le contrat; on peut exiger un certain niveau de base et on peut demander l'électricité supplémentaire pour les périodes de pointe seulement.

M. Clay: Alors, contrairement à la situation aux États-Unis, vous voulez que l'on réglemente la mise en oeuvre et peut-être la répartition entre période de pointe et période creuse.

M. Argue: C'est exact.

M. Clay: Selon la loi PURPA, un service public peut détenir jusqu'à 50 p. 100 des actions d'un producteur parallèle. Devrait-on permettre cela au Canada?

M. Argue: Lors de l'enquête sur les petits producteurs d'électricité, nous avons fait valoir qu'à cause de l'hostilité de certains milieux, nous voudrions, dans un premier temps, bâtir l'industrie qui pourra concurrencer, et après les quatre ou cinq premières années, nous accepterions volontiers que les sociétés d'énergie achètent les actions des petits projets d'électricité ou qu'elles participent pleinement à leurs propres projets et livrent concurrence aux autres. Mais je pense qu'au début, il est important

[Text]

that first stage of development for there to be a certain status protected for a new private sector, new people who want to get into the business of generating electricity.

• 1955

Mr. Clay: If the industry were to mature, as you suggest there, FERCO also allows some U.S. utilities to operate the parallel generating site, presumably for questions of system stability and reliability. Could you see that also happening here?

Mr. Argue: That is with some of the larger co-generation stations, mainly where they... I can think of one example: Houston Lighting and Power Company's jurisdiction over 25% of the generation is now coming from large-scale co-generators and it was one of the requirements that the Public Utility Commission in Texas brought forward.

Again, if there were a circumstance where somebody was to come on with an 800 megawatt generating facility in Ontario, co-generation or combined cycle or whatever, certainly it is going to have a bigger impact on the system requirements than a 225 kilowatt hydro station, and I think you would find the private sector more interested than not in participating with Ontario Hydro if it was in Ontario in that sort of circumstance.

Mr. Clay: Your remark about large co-generating plants is interesting, because actually under PURPA Bruce would qualify as a co-generating site.

Mr. Argue: No, because it exceeds the 80-megawatt limit. There was also a limit under PURPA of the 80 megawatts—

Mr. Clay: As well as the 5% thermal output?

Mr. Argue: That is right.

Mr. Clay: Okay. Turning to the question of grid connections, I was going to this conference on co-generation and parallel power generation and some of the witnesses remarked that the types of grid connecting equipment tended to be relatively sophisticated and costly, and whereas these were a comparatively small component of cost for a large generating station they became quite an onerous cost for a small generating unit. How does a private power generator figure in the cost of connecting with the system to prevent damage and for synchronization and so on?

Mr. Argue: It is lumped in as part of the capital cost to the original economics. There is quite a bit of discussion that of course goes on about what is reasonable protection equipment and it is something we are gaining experience on in Ontario. But once again, in the case... I will give you an example; I can quote the figures because the company has allowed me to do it. This 225-kilowatt station in Douglas was built for approximately \$150,000. The interconnection requirements of Ontario Hydro, the protection and control equipment, were another \$70,000.

[Translation]

qu'on protège les nouveaux entrepreneurs dans ce domaine, les nouveaux producteurs d'électricité.

M. Clay: Si l'industrie atteint sa maturité, comme vous le laissez entendre, la FERCO permet aussi à certaines sociétés d'électricité américaines d'exploiter la centrale parallèle, probablement pour des considérations de stabilité et de fiabilité. Pensez-vous que cette situation puisse exister ici?

M. Argue: Il s'agit des centrales de coproduction importantes, surtout là où... Je peux penser à un exemple: la Houston Lighting and Power Company exerce un contrôle maintenant sur plus de 25 p. 100 des coproducteurs d'envergure; c'était l'une des exigences de la Commission des services publics du Texas.

Certes, une installation de 800 mégawatts, que ce soit de la coproduction ou à cycle combiné ou d'autres, aura une plus grande incidence sur les besoins du réseau qu'une centrale hydro-électrique de 225 kilowatts et je pense que le secteur privé sera plutôt intéressé à participer avec Hydro-Ontario dans une telle situation.

M. Clay: Ce que vous dites au sujet des centrales de coproduction est intéressant, parce que sous le régime de la PURPA, la centrale de Bruce serait admissible.

M. Argue: Non, parce qu'elle dépasse la limite de 80 mégawatts. La loi PURPA imposait aussi une limite de 80 mégawatts...

M. Clay: Ainsi que la limite de 5 p. 100 pour les centrales thermiques?

M. Argue: C'est ça.

M. Clay: Très bien. Quant aux branchements entre réseaux, lors d'une conférence sur la coproduction et la production parallèle, certains témoins ont fait remarquer que l'équipement de raccordement était plutôt compliqué et coûteux; même si c'était relativement peu pour une grande centrale, c'était assez élevé pour une petite. Comment un producteur privé tient-il compte du coût de raccordement aux réseaux et des mesures qui s'imposent pour éviter des dommages et assurer la synchronisation et ainsi de suite?

M. Argue: Cela fait partie des coûts d'immobilisation dans les calculs préliminaires. Bien sûr, on discute beaucoup de ce qui est raisonnable comme équipement de protection et nous acquérons de l'expérience dans ce domaine en Ontario. Mais là encore, dans le cas... Je vous donnerai un exemple; je peux citer les chiffres parce que la compagnie m'y a autorisé. La centrale de 225 kilowatts construite à Douglas coûtait environ 150,000\$. L'équipement de raccordement à Hydro-Ontario, de protection et de contrôle, a coûté 70,000\$ en plus. Donc

[Texte]

So it did comprise a fairly sizeable portion of the capital cost of that particular project, but there was still some money to be made in that project even while paying that \$70,000.

Mr. Clay: In the case of wind power, you note that private power tends to offer a lower cost, low-risk option, and to quote this gentleman from Dow Chemical who spoke at the conference with regard to the wind power in the United States and in California in particular, where there are a large number of wind turbines operating:

Statistics on wind turbines installed in California show a high availability number, but the actual amount of generation is limited to less than 20%.

I understand that in the Altamont Pass area, at times of the year that generating capacity drops to less than 10% of the rated capacity. Are you suggesting that a system which has a 10% to 20% availability is a lower cost option than for example a CANDU reactor with perhaps an 85% availability?

Mr. Argue: As long as we plan for it. I had a discussion with the gentleman who gave that presentation, Mr. Zanik of Dow Chemical, because I had worked in the United States and continue to work closely with some of the companies in California. Altamont Pass was planned for between a 15% and 20% capacity factor. That is the difference. The wind has been very predictable. It happens to be quite convenient that the pass in the north, which is Altamont near San Francisco, has one season that is dominant in wind and there is another pass, Tehachapi, which is closer to Los Angeles and has another seasonal wind peak. And the point that has been made is that the production of both of those facilities has followed very closely what was originally predicted with regard to its power output.

• 2000

As has been brought forward by the California Energy Commission. . . I forwarded a copy of that article to Mr. Zanik after he made that speech. Perhaps you would like to bring him back to ask for his updated comments on wind energy. The California Energy Commission reported that it has worked the way it had been planned and it was quite easy to work into the system, particularly because it is a very high fuel-based system in California and it was easy to back off oil and coal generation in those windier periods. It was easy to predict when it was going to happen. It would be much more difficult to do that if the California system had a much higher nuclear component than it does have. But all those things were planned and they have worked.

I come back to the point I made to Mr. MacLellan, that California utilities did the same thing as one utility in particular in Alberta did in the last inquiry. It pulled out all these questions about whether it is reliable and something that is only generating 20% of the time. It is not a question of whether something generates 1%, 2%,

[Traduction]

c'était une partie assez considérable des coûts d'immobilisations de ce projet-là, mais c'était rentable quand même, malgré le coût supplémentaire de 70,000\$.

M. Clay: Pour ce qui est de l'énergie éolienne, vous signalez que l'énergie de source privée coûte en général moins cher et présente moins de risques et je cite le représentant de Dow Chemical qui a parlé à la conférence au sujet de l'énergie éolienne aux États-Unis et en Californie en particulier, où il y a beaucoup d'éoliennes:

Selon les statistiques, les éoliennes installées en Californie présentent un taux de disponibilité élevé, mais leur production réelle est inférieure à 20 p. 100.

Je crois savoir que dans la région d'Altamont Pass, à certaines périodes de l'année la capacité de production est inférieure à 10 p. 100 de la capacité nominale. Voulez-vous dire qu'un système dont le taux de disponibilité est entre 10 et 20 p. 100, est moins coûteux qu'un réacteur CANDU, par exemple, dont le taux de disponibilité peut atteindre 85 p. 100?

M. Argue: Tant que nous pouvons en tenir compte dans nos plans. J'ai parlé à l'homme qui a fait l'exposé, M. Zanik de Dow Chemicals, parce que j'ai travaillé aux États-Unis et je continue à collaborer étroitement avec certaines entreprises californiennes. Il était prévu que l'installation d'Altamont Pass fonctionnerait à 15 ou 20 p. 100 de sa capacité. C'est la différence. Le vent était très prévisible. Fort heureusement, il arrive que le défilé du nord, soit Altamont, près de San Francisco, a des vents forts pendant une saison, et un autre défilé, fait à Tehachapi, qui est plus près de Los Angeles, les a dans une autre saison. Et l'on a fait savoir que la production de ces deux installations a suivi de très près les prévisions initiales.

Comme la Commission d'énergie de la Californie l'a fait remarquer. . . J'ai fait parvenir une copie de cet article à M. Zanik après son discours. Vous voudriez peut-être le faire revenir pour une mise à jour sur l'énergie éolienne. La Commission d'énergie de la Californie a signalé que le tout se déroulait comme prévu et que c'était assez facile de l'intégrer au réseau, surtout parce que la Californie utilise beaucoup de centrales thermiques, et on peut facilement se convertir à l'énergie éolienne par temps venteux. C'est très facile de prévoir les périodes venteuses. Il sera beaucoup plus difficile de le faire si la Californie utilisait beaucoup plus l'énergie nucléaire. Mais on a tenu compte de tous ces facteurs, et cela a marché.

Je reviens sur la remarque que j'ai faite à M. MacLellan, à savoir que les services publics californiens ont fait la même chose qu'une société d'énergie albertaine lors de la dernière enquête. Elle a soulevé toutes ces questions concernant la fiabilité pour un système qui ne fonctionne que 20 p. 100 du temps. Peu importe qu'il

[Text]

3%, 20% or 100% of the time; it is a question of whether it is predictable when it will produce and whether it is economic, based on what the avoided cost of that is.

Mr. Clay: Somewhere in here they note that in 1985 the wind regime was particularly poor and there was only about 10% availability. So that would have been below the window they had designed for, and it presumably caused them some problems in 1985.

I will not go to the problems of Pacific Gas and Electric Co., because your comments about limiting the rate at which parallel power might be brought into system avoid some of the difficulties that PG&E describes as having developed, where they have been forced to take their own capacity out of operation, where they have been forced to build extra transmission capacity to handle the parallel power they are forced to accept and so on. But those problems, presumably, are pre-empted if your other comments are to apply.

Mr. Argue: The utilities continue to negotiate on these issues; there is no question about it. It is taking away market share for those utilities. But in the cases of transmission lines in California, unless you can make me aware of examples where it is not the case, all increases to distribution or bulk transmission that have resulted from the introduction of a specific parallel generation system have been borne by that parallel generator.

Mr. Clay: According to the article, they were borne by the ratepayer in the case of this increase in the transmission system in northern California in the PG&E system.

Mr. Argue: I would like to take a look at that article and I would give you my comments, since I am not aware of that circumstance. It is certainly not something we are encouraging here in Canada.

Mr. Passmore: To follow up on your comments, it was very deliberately made clear in the Alberta hearings that we would accept development limits on the amount of capacity we would ask the utilities to take, because that was one of their concerns. If this were an open, free-wheeling market, they were particularly concerned about gas co-generation. They felt there was the potential for such large lumps of gas co-generation coming onto the system that it could throw them into a real turmoil. We said quite deliberately that, if that was one of their concerns, then over the next five to ten years we would accept development limits to ease their concerns about that.

Mr. Clay: I have the quotation here; I will show it to Mr. Argue after the meeting, then.

Mr. Harris: If some of these projects will not go at 4.4¢ or whatever, how much room is there to expect that the forces of competition in these bids will actually lower the price the utility will end up paying? You are saying on the one hand that we will start out again at this full avoided cost because if we receive that price then our projects are viable. But you are also saying that once our projects are in operation we will be competing against

[Translation]

produire 1, 2, 3, 20 ou 100 p. 100 du temps, il s'agit de savoir si c'est prévisible et si c'est rentable, compte tenu des autres sources d'énergie.

M. Clay: On signale ici quelque part qu'en 1985, il n'y avait pas beaucoup de vent et le système ne fonctionnait que 10 p. 100 du temps. C'était inférieur donc au seuil prévu et cela leur a causé probablement des ennuis en 1985.

Je ne parlerai pas des problèmes de la Pacific Gas and Electric Company, parce que si l'on adoptait votre suggestion de limiter le rythme auquel on ajoute l'énergie parallèle au réseau, on éviterait certaines des difficultés que la PG&E a connues; elle a dû mettre ses propres installations hors de service, construire d'autres lignes de transmission pour l'énergie produite en parallèle qu'elle doit accepter, etc. Mais si l'on adopte vos suggestions, on évite probablement ces problèmes.

M. Argue: Les services publics continuent à négocier ces questions; il n'y a pas de doute là-dessus. Cela les prive d'une partie de leurs marchés. Mais pour ce qui est des lignes de transmission en Californie, sauf preuve du contraire, c'est le producteur parallèle qui a dû assumer tous les frais afférents aux installations de distribution ou de transmission supplémentaires que son installation a nécessitées.

M. Clay: Selon l'article, ce sont les abonnés qui ont assumé les frais des additions au réseau de transmission de la PG&E dans le nord de la Californie.

M. Argue: Je voudrais examiner cet article et en parler après, parce que je ne connais pas les circonstances. Nous ne voulons certainement pas qu'une telle situation se produise ici au Canada.

M. Passmore: Pour faire suite à vos observations, je vous signale qu'aux audiences tenues en Alberta, nous avons fait savoir très clairement que nous accepterions des limites relatives à l'électricité que les services publics devraient nous prendre, parce que c'était une de leurs préoccupations. Si le marché était libre et ouvert, ils se préoccupaient surtout de la coproduction à gaz. Ils craignaient que l'énergie provenant des installations de coproduction à gaz et entrant dans leur réseau en si grandes quantités ne bouleverse tout. Nous avons fait savoir très clairement que, si c'était l'une de leurs préoccupations, nous accepterions des limites au cours des cinq à dix prochaines années.

M. Clay: J'ai la citation ici; je la montrerai à M. Argue après la réunion, alors.

M. Harris: Si certains de ces projets ne sont pas rentables à 4,4¢. par exemple, peut-on vraiment prévoir que la concurrence aura pour effet de réduire le prix payé par le service public? D'une part, vous dites qu'on payera le plein prix évité parce qu'à ce prix-là, les projets sont viables. Mais vous dites aussi que les projets, une fois en marche, se concurrenceront pour réduire le coût; et vous dites aussi qu'à un certain niveau, beaucoup de ces projets

[Texte]

each other to lower the cost; yet you are saying as well that at a certain level a lot of these projects are not viable. So what is the actual scope for competition to effect a lower price?

Mr. Passmore: I probably do not need to tell you what happens when companies start making 15 and 20 and 30 machines over a 6-month to 12-month period instead of one or two, which is what they are doing now. Obviously there are no economies of scale being achieved whatsoever in the current situation. I started to say earlier that when that market situation does develop it will be those firms that are the most cost-competitive that will survive and stay alive in the marketplace. Some of them will be co-generation, some of them will be small hydro, and some of them will be wind.

• 2005

It will be very difficult, for example, for many firms to be able to compete with Galetta Power in the Ottawa Valley, because their overheads are very low and they are able to put in this installation very cost-effectively. It depends in part on who is doing your engineering as well. For a lot of these small projects, you would not want to hire SNC or Lavalin to do the feasibility study or the civil engineering work. Their costs would be out of line with the costs that you would need in order to get a good return on your investment.

The Chairman: Thank you. I just wanted to re-emphasize what my colleague, Dr. Tupper, mentioned with regard to Atomic Energy Canada Limited. As you well know, they have had their budget cut back over the past few years, and certainly Ontario Hydro is starting to play a greater role there. A few of us did spend the day at Chalk River yesterday, and there is certainly more than nuclear electric power being researched there. We spent some time in their lab on nuclear medicine, where they do excellent research work.

Mr. Passmore, Mr. Argue, thank you very much for your time and participation. We thoroughly enjoyed it.

Mr. Passmore: Madam Chairman, if members of this committee have the time, perhaps they would be interested in touring a small hydro facility in the Ottawa Valley or indeed a co-generation facility at the University of Ottawa. We could put together a tour if you thought that would be useful.

The Chairman: We will certainly give it full consideration. It probably would be extremely useful, Jeff.

Thank you very much. The meeting is adjourned.

[Traduction]

ne sont pas viables. Alors jusqu'où la concurrence peut-elle réduire le prix?

M. Passmore: Il est inutile de vous dire ce qui arrive lorsque des entreprises fabriquent 15 ou 20 ou 30 machines pendant six à douze mois, au lieu d'une ou deux, comme elles le font actuellement. Évidemment, on ne réalise aucune économie d'échelle que ce soit dans la situation actuelle. J'allais dire tantôt que si le marché se développe, les entreprises les plus concurrentielles survivront et prospéreront sur le marché. Certaines seront des entreprises de coproduction, d'autres, des petites centrales hydro-électriques, et d'autres encore, des installations éoliennes.

Il sera très difficile, par exemple, pour de nombreuses compagnies de concurrencer la Galetta Power dans l'Outaouais, parce que leurs frais généraux sont très bas et elle peut ajouter une telle installation d'une façon très rentable. Cela dépend en partie des services d'ingénierie qu'on utilise. Pour beaucoup de ces petits projets, on ne voudrait pas engager SNC ou Lavalin pour effectuer l'étude de faisabilité ou les travaux de génie civil. Les coûts seraient trop élevés pour que l'investissement soit rentable.

La présidente: Merci. Je voulais simplement souligner encore une fois ce que mon collègue, M. Tupper, a dit au sujet de l'Énergie atomique du Canada Limitée. Comme vous le savez bien, elle a vu son budget réduit au cours des dernières années et Hydro-Ontario commence certainement à jouer un rôle plus important dans ce domaine. Quelques-uns d'entre nous ont passé la journée à Chalk River hier et il est certain qu'on y fait plus que des recherches sur les centrales nucléaires. Nous avons passé du temps dans leur laboratoire de médecine nucléaire, où l'on fait un excellent travail.

Messieurs Passmore et Argue, merci beaucoup d'être venus et d'avoir participé à nos travaux. Nous en avons profité beaucoup.

M. Passmore: Madame la présidente, si les membres du Comité avaient le temps, ils voudraient peut-être visiter une petite installation électrique de l'Outaouais ou même une installation de coproduction à l'Université d'Ottawa. Nous pourrions organiser un tour si vous l'estimiez utile.

La présidente: Nous allons certainement y réfléchir sérieusement. Cela serait probablement très utile, Jeff.

Merci beaucoup. La séance est levée.

R XC46-1 1288 10044330
TORONTO UNIV
LIBRARY SERIALS DEPT
XX
TORONTO
ON MSS 145



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Passmore Associates International:

Jeff Passmore, President;

David Argue, Senior Associate.

TÉMOINS

De la firme Passmore Associates International:

Jeff Passmore, président;

David Argue, associé principal.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 40

Friday, March 4, 1988

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 40

Le vendredi 4 mars 1988

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

Energy, Mines and Resources

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

In accordance with its mandate under Standing
Order 96(2), an examination of the economics of
nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément au mandat que lui confie l'article
96(2) du Règlement, examen de l'économie de la
puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

MINUTES OF PROCEEDINGS

FRIDAY, MARCH 4, 1988

(62)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:06 o'clock a.m., in Room 208 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Bob Porter, Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: From the New Brunswick Electric Power Commission: Terry Thompson, Director Public Affairs; A.R. Mackenzie, Plant Manager.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The Committee viewed a slide presentation.

The witnesses each made an opening statement and answered questions.

At 11:00 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE VENDREDI 4 MARS 1988

(62)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 9 h 06, dans la pièce 208 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Bob Porter, Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: De la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick: Terry Thompson, directeur des affaires publiques; A.R. Mackenzie, directeur d'usine.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité examine de nouveau l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Le Comité visionne des diapositives.

Les témoins font chacun une déclaration préliminaire et répondent aux questions.

À 11 heures, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Friday, March 4, 1988

• 0907

The Chairman: I would like to call the meeting of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources to order. The agenda has been circulated. The order of the day, in accordance with our mandate under Standing Order 96.(2), is an examination of the economics of nuclear power in Canada. Today we have before the committee witnesses from the New Brunswick Electric Power Commission and I would like to welcome Mr. Terry Thompson and Mr. Mackenzie.

We certainly appreciate your coming here. I am extremely sorry for any inconvenience we caused you in changing the scheduling of the meeting. This was due to circumstances beyond our control; we would not have had a quorum here at the meeting and therefore we would have had to terminate it.

Welcome, gentlemen. As I said, we are very pleased to have you here today and I understand you have some opening remarks and some visual aids to show us.

Mr. Terry Thompson (Director of Public Affairs, New Brunswick Electric Power Commission): Madam Chair, it is a pleasure for N.B. Power to appear before the committee today. Mr. Mackenzie is our plant manager at Point Lepreau. He has been with N.B. Power since 1975. Prior to that, he was with Ontario Hydro, having spent a period of time in Nigeria, and was part of the original commissioning team of the first nuclear power demonstration plant in Canada at Rolfton, so his nuclear experience goes back to the earliest days of nuclear power. He also spent a period of time in Pakistan commissioning the KANUPP nuclear power plant there.

My background has been with N.B. Power since 1975 as well. Prior to that I was with Atomic Energy of Canada Limited doing research at Chalk River, and I also spent a year in Italy at CISE, a research establishment in Milan. My current responsibilities are public affairs and marketing with N.B. Power.

What we would like to do in our presentation today is to go quickly through the brief that is before you, with the aid of some slides. We would entertain any questions you may have as we go through them, and then be open for questions after that.

• 0910

Today we would like to cover some background on N.B. Power to give you the context of introducing nuclear power to a relatively small provincial utility, our

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le vendredi 4 mars 1988

La présidente: Je déclare ouverte cette séance du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources. Vous avez sans doute reçu une copie de l'ordre du jour. Conformément au paragraphe 96.(2) du Règlement, nous avons reçu pour mandat de nous pencher sur les aspects économiques de l'énergie nucléaire au Canada. C'est avec le plus grand plaisir que je vais maintenant souhaiter la bienvenue aux représentants de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, M. Terry Thompson et M. Mackenzie.

Nous vous remercions d'être venus nous rencontrer. J'ose espérer que notre changement de programme ne vous a pas occasionné trop de difficultés. Ce changement, indépendant de notre volonté, était attribuable à l'absence de quorum. Cela signifie que nous aurions été obligés d'annuler la séance de toute manière.

Nous vous souhaitons la bienvenue et nous sommes maintenant prêts à entendre votre exposé et à regarder votre diaporama.

M. Terry Thompson (directeur des affaires publiques, Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick): Madame la présidente, nous vous remercions sincèrement de nous avoir invités. M. Mackenzie est directeur de l'usine de Point Lepreau. Il travaille pour la N.B. Power depuis 1975. Il a occupé auparavant divers postes auprès de l'Hydro-Ontario, au Nigéria ainsi qu'au sein de l'équipe originale responsable du prototype de la centrale nucléaire de Rolfton au Canada. Son expérience du secteur remonte donc aux tout débuts de l'énergie nucléaire. Il a également travaillé à la mise sur pied de la centrale nucléaire KANUPP au Pakistan.

Je travaille également à la N.B. Power depuis 1975. J'ai occupé auparavant divers postes, dont celui de chercheur à la centrale de Chalk River pour l'énergie atomique du Canada Limitée et j'ai également passé un an à la CISE, un centre de recherche à Milan en Italie. Je suis actuellement responsable des affaires publiques et du marketing de N.B. Power.

Nous allons maintenant vous donner les grandes lignes de notre exposé et vous projeter quelques diapositives pour vous aider à mieux comprendre la situation. N'hésitez pas à poser des questions à mesure qu'elles vous viennent à l'esprit. Et nous passerons ensuite à la période de questions.

Nous allons commencer par vous expliquer le contexte dans lequel la N.B. Power, une assez petite entreprise provinciale d'utilité publique, a décidé d'ouvrir une

[Texte]

experience with Lepreau 2 with respect to construction and operations, the potential for further nuclear development in New Brunswick, our views on waste disposal, and our views on the long-term outlook for electrical energy.

N.B. Power is a publicly owned provincial Crown corporation established in 1920 under the Electric Power Act. Essentially our mandate is the continuous supply of energy adequate for the needs of the province and to promote economy and efficiency in the generation, distribution, supply, sale, and use of that power.

Our goals are really twofold: first, to provide a safe, reliable, and adequate supply at the lowest practicable cost for our customers; second, to use the opportunities provided by the development and operation of the N.B. Power system to enhance the economic development of the province.

Our generation sources total 3,190 megawatts. Oil represents 1,425 megawatts, or 47%; hydro, 865 megawatts, or 27%; nuclear, 635 megawatts, or 20%; and coal, 265 megawatts, or 6%. So we are relatively heavily dependent on oil-fired generation, and one of our corporate objectives is to lessen the dependence on oil for electric generation in the province.

Our hydro potential is largely developed. This slide is our largest hydro generating station at Mactaquac; it is a 600-megawatt unit. The Saint John River system is largely a run-of-the-river system; there is not a lot of storage in the system, and we have considerable variations in flow. Our plants, other than in the spring of the year, are largely for peaking capability, peaking supply.

Our single nuclear unit is a CANDU 600 located at Point Lepreau, 635 megawatts net. Two-thirds of the output is used for the province of New Brunswick and one-third is exported into New England under unit participation contracts to four utilities: Boston Edison, Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, Commonwealth Electric, and Eastern Maine Electric Co-operative. The latter is actually in Calais, Maine; the other three are in Massachusetts.

Our largest oil-fired plant is the 1,000-megawatt Coleson Cove station. It currently uses heavy oil and we are planning to convert it to coal or to Orimulsion, which is a heavy emulsified bitumen product being produced in Venezuela. We are actively looking at converting that plant from oil to that product or to coal.

[Traduction]

centrale nucléaire. Nous allons également vous parler de notre expérience en matière de construction et de fonctionnement à Lepreau 2 et du potentiel nucléaire du Nouveau-Brunswick. Nous allons également vous faire part de notre avis sur la gestion des déchets nucléaires et des perspectives à long terme pour l'énergie électrique.

La N.B. Power est une société provinciale de la Couronne créée en 1920 en application de la Loi sur l'énergie électrique. Notre mandat consiste à répondre aux besoins de la province en matière d'énergie électrique et à veiller à ce que la production, l'attribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de cette énergie se fasse de la manière la plus économique et efficace possible.

Nos objectifs sont bivalents. Nous tenons tout d'abord à fournir à nos clients un service sécuritaire fiable et continu à un prix modique. Ensuite, nous tenons à participer au développement économique de notre province en profitant de toutes les possibilités d'expansion.

Nous produisons un total de 3,190 mégawatts à partir de toutes nos sources de production. Nos centrales alimentées au pétrole fournissent 1,425 mégawatts ou 47 p. 100 de la production; les centrales hydro-électriques, 865 mégawatts ou 27 p. 100; les centrales nucléaires, 635 mégawatts ou 20 p. 100; et les centrales alimentées au charbon, 265 mégawatts ou 6 p. 100. Nous dépendons donc beaucoup des centrales alimentées au pétrole. Nous aspirons à réduire cette dépendance.

Nous avons bien développé notre secteur hydro-électrique. Cette diapositive montre notre plus grande centrale hydro-électrique située à Mactaquac. Il s'agit d'une centrale de 600 mégawatts. La centrale située sur la Saint John River ne dispose pas de système de stockage de l'énergie. La production dépend donc des fluctuations du courant. Ces centrales servent donc surtout à dépanner en toute saison, sauf aux printemps, bien entendu.

Notre unique centrale nucléaire est une CANDU 600 située à Point Lepreau et produit 635 mégawatts nets. Les deux tiers de cette production sont utilisés au Nouveau-Brunswick et le reste est exporté en Nouvelle-Angleterre aux termes de contrats de participation unitaire conclus avec quatre compagnies d'électricité dont la Boston Edison, la Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company, la Commonwealth Electric, et la Eastern Maine Electric Co-operative. Les trois premières sont situées au Massachusetts, et la dernière à Calais dans le Maine.

Notre plus grosse centrale alimentée au pétrole est celle de Coleson Cove qui produit 1,000 mégawatts. Elle est actuellement alimentée au pétrole lourd mais nous projetons de la convertir en pétrole alimenté au charbon ou à l'orimulsion qui est une émulsion lourde de produit du bitume qui vient du Vénézuëla. Nous sommes en train d'étudier ces possibilités.

[Text]

• 0915

We have two coal-fired plants in New Brunswick. This is at Dalhousie, in the northern part of the province. Our coal is strip-mined from one area in the province. It is a very high-sulphur coal.

Major R and D work is going on in New Brunswick on ways of removing the sulphur from our coal at our Chatham circulating fluidized-bed facility. This facility was funded by Energy, Mines and Resources in the amount of about \$38 million. It is a 22 megawatt circulating fluidized-bed boiler, which feeds steam to an existing turbine.

The Chairman: What would you use to fuel this with?

Mr. Thompson: This is currently being fueled with New Brunswick coal, in combination with oil shale from New Brunswick, as well as limestone, with the objective of demonstrating that the calcium in the oil shale or in the limestone will combine with the sulphur and remove it during combustion. We have demonstrated that; we have demonstrated a 90% removal of the sulphur. What we are doing now is fine-tuning the process to reduce the amount of limestone that has to be injected to effect the 90% removal.

The research project is a joint undertaking between Energy, Mines and Resources and N.B. Power. It was officially opened a year ago August.

Not only is it being used to demonstrate the removal of sulphur from New Brunswick high-sulphur coal, but also it is being made available on a worldwide basis. It is a dedicated research facility, available to utilities and fuel suppliers across Canada and worldwide. We have already tested a petroleum coke product from Conoco, Louisiana. They have delivered 3,500 tonnes by barge to the site, and we have had a very successful test of their product. They are looking to convert a gas-fired generating station in Louisiana to petroleum coke, which is almost a coal-like substance that comes out of the bottom of their refinery.

So we are marketing this facility worldwide for fuel suppliers, whether of coal tailings or any other low-grade fuel. The circulating fluidized-bed boiler technology is just a different way to combust fossil fuels. It allows you to use a lower-grade fossil fuel than you would normally be able to use; something with lower BTU content, or something with impurities, such as sulphur, you would want to remove.

Mr. Gagnon: Have you been having any discussions with Syncrude? They have a whole yard full of sulphur-rich coke.

Mr. Thompson: I cannot tell you for sure whether we have been talking to Syncrude. I know some of the western Canadian producers are looking at the emulsified

[Translation]

Nous avons deux centrales alimentées au charbon au Nouveau-Brunswick. Celles-ci sont situées à Dalhousie dans le nord de la province. Nous utilisons notre propre charbon de découverte à très haute teneur en soufre.

Nous effectuons beaucoup de travaux de recherche et de développement au Nouveau-Brunswick sur la manière d'extraire le soufre du charbon à Chatham où est située notre chaudière à circulation à lit fluidisé. Le ministère de l'Énergie, des mines et des ressources a octroyé une subvention de 38 millions de dollars à ce centre. On y trouve une chaudière à lit fluidisé qui alimente une turbine existante en vapeur.

La présidente: Quel combustible utilisez-vous?

M. Thompson: A l'heure actuelle, nous utilisons du charbon du Nouveau-Brunswick, du schiste bitumineux du Nouveau-Brunswick ainsi que du calcaire. Notre but est de prouver que le calcium contenu dans le schiste bitumineux ou dans le calcaire s'allie au soufre et l'enlève ainsi pendant la combustion. Nous en avons fait la preuve. Nous avons réussi à retirer 90 p. 100 du soufre grâce à cette méthode. Nous sommes en train de perfectionner notre procédé de manière à diminuer la quantité de calcaire nécessaire pour parvenir à éliminer 90 p. 100 du soufre.

Il s'agit d'un projet de recherche conjoint entre le ministère de l'Énergie et N.B. Power. Il a démarré officiellement en août 1986.

Ce processus ne servira pas uniquement à éliminer le soufre du charbon du Nouveau-Brunswick qu'en contient beaucoup. Il sera mis à la disposition du monde entier. Ce centre de recherche est ouvert à toutes les compagnies d'électricité ainsi qu'aux fournisseurs de combustible du Canada et de l'étranger. Ainsi, on nous a envoyé 3,500 tonnes de coke de pétrole de Conoco en Louisiane par barge. Nous avons fait des tests très concluants sur ce produit. Ces gens-là cherchent à transformer leur centrale de la Louisiane qui est alimentée au gaz en une centrale alimentée au coke de pétrole, une substance qui ressemble au pétrole et qui est un résidu du raffinage.

Nous offrons ces services à tous les fournisseurs de combustible du monde entier, qu'il s'agisse de résidu du pétrole ou d'autres combustibles de qualité inférieure. Le processus de la chaudière à circulation à lit fluidisé est un autre moyen de brûler le combustible fossilisé. Ce procédé nous permet en effet d'utiliser des combustibles fossilisés de qualité bien inférieure à la moyenne, comme des combustibles à très faible teneur en BTU ou alors des combustibles qui contiennent des impuretés, comme le soufre qu'il faut commencer par retirer.

M. Gagnon: Avez-vous eu des rencontres avec des représentants de Syncrude? Ils ont des montagnes de coke à haute teneur en soufre.

M. Thompson: Je ne suis pas au courant. Je sais par contre que certains producteurs de l'Ouest canadien font actuellement de la recherche sur des émulsions de pétrole

[Texte]

products as well; taking the very heavy oils and emulsifying them with water and a surfactant to keep the product emulsified. But I cannot tell you whether we are actually negotiating with Syncrude or not.

Mr. Gagnon: The last time we visited Syncrude, they had this whole backyard full of the stuff and they did not know what to do with it. I was asking them, and they said they might be able to use it in cement manufacture, which would be the same sort of thing. The limestone would pick up the sulphur on the way through in slow heat and they could use it. But it is interesting to hear that there is a waste product in one end of the country and the technology to use it in the other end.

Mr. Thompson: Yes. This kind of technology in the future will, we think, be used for burning those lower-grade types of fuel. This facility is there to demonstrate that.

Mr. A.R. Mackenzie (Plant Manager, New Brunswick Electric Power Commission): I think the unit size is so small, at 22 megawatts, that it is not commercial; it is more of a test facility than a facility in which you would burn up some waste product. If they wanted to find out how to burn up the waste product and what kind of boiler would be optimum for doing it, that might well be the facility to try it out. But I do not think it would be the facility to use to burn up coke products that are being created in the other end of the country.

• 0920

Mr. Thompson: As I mentioned, N.B. Power is a provincial Crown corporation that has province-wide electric distribution responsibilities.

The plant has various transmission lines and locations. The important point I would like to draw to your attention here is that we do supply 53 customers directly off our transmission system; 2 of those are municipal utilities in Saint John and Edmundston, but the other 51 are large industrial customers. They use 42% of the electric energy in New Brunswick. So we tend to have a relatively small number of quite large industrial firms in New Brunswick.

As I mentioned, 51 customers use 42% of our electrical energy. There is another 4% of industry fed off our distribution, our lower voltage systems; 32% goes to the residential sector, 14% to the general service, the commercial sector, if you like, and 8% or 9% to the two municipal utilities.

N.B. Power is electrically interconnected to all neighbouring utilities. If you look at New Brunswick, there are 3,194 installed megawatts. Our peak expected this past winter was 2,232, but we in fact surpassed that. Our interconnections go back to the late 1950s with Eastern Maine Electric Co-operative in Maine and Maine Public Service in northern Maine; 1970 with New

[Traduction]

très lourd et d'eau alliées à un surfactant qui sert à maintenir le produit final en émulsion. J'ignore cependant si nous négocions avec Syncrude.

M. Gagnon: La dernière fois que nous avons visité la Syncrude, ils avaient des montagnes de coke dont ils ne savaient que faire. En réponse à ma question, ils m'ont dit qu'ils envisageaient de vendre ce produit aux fabricants de ciment susceptibles d'utiliser ce produit puisque le calcaire s'allie au soufre lorsque la combustion se fait lentement. Il est intéressant de constater qu'on a mis au point à un bout du pays une technologie qui permettrait d'utiliser les résidus de l'autre bout.

M. Thompson: Oui. Je pense en effet que cette technologie permettrait éventuellement d'utiliser les combustibles de qualité inférieure. C'est d'ailleurs la vocation de ce centre.

M. A.R. Mackenzie (directeur de centrale, Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick): Il s'agit d'une très petite centrale qui ne produit que 22 mégawatts. Ce n'est ni une centrale commerciale, ni une installation pour brûler des résidus. Il s'agit plutôt d'un centre de recherche. S'ils désirent savoir comment brûler les résidus et quelle sorte de chaudière utiliser pour mieux y arriver, ce pourrait être l'installation toute désignée. Toutefois, je ne crois pas que cette installation puisse servir à brûler le coke dont la production nous vient de l'autre extrémité du pays.

M. Thompson: Je le répète, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick est une société de la Couronne provinciale chargée de distribuer l'électricité à l'échelle de la province.

L'usine dispose de divers emplacements et lignes de transport. Ce que je voudrais surtout souligner c'est que nous fournissons directement 53 clients par notre système de transport, dont deux compagnies municipales, celles de Saint John et d'Edmundston; les 51 autres sont des gros clients de l'industrie. Ils utilisent 42 p. 100 de l'énergie électrique au Nouveau-Brunswick. Par conséquent, nous avons habituellement un très petit nombre de grosses industries parmi nos clients au Nouveau-Brunswick.

Je le répète, 51 de nos clients utilisent 42 p. 100 de notre énergie électrique. Par ailleurs, 4 p. 100 de l'industrie s'alimente à partir de notre réseau, de nos systèmes de basse tension, 32 p. 100 de notre énergie alimente le secteur résidentiel, 14 p. 100 le service général, le secteur commercial si vous voulez, et 8 ou 9 p. 100 vont aux services municipaux.

La Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick est interconnectée électriquement à tous les services publics avoisinants. Voyons par exemple le Nouveau-Brunswick, la province dispose d'installations de 3,194 mégawatts. La période crête prévue au cours de l'hiver dernier était de 2,232, et de fait nous l'avons dépassée. Nos interconnexions remontent à la fin des années 1950 avec

[Text]

England, 1960 with Nova Scotia, and 1977 with Prince Edward Island via an undersea cable.

Let us look at where we actually get the energy for our in-province load. You will recall that 47% of our capacity was oil fired. When you look at where we actually source the electricity, only 15% comes from oil. We are able to do that because we purchase 26% of our energy from Quebec priced against oil. We pay Quebec 80% of what it would have cost us to generate power using oil. You will see that 26% is purchased against oil, 2% is purchased against coal, the bottom line being that our actual dependence directly on oil is only 15%.

Although only really 14% of the installed capacity is nuclear, if you take away the one-third of the output that goes to New England, 30% of the energy actually comes from nuclear power. This illustrates how highly loaded that plant is. We will come back to that a little later. Our nuclear unit literally runs flat out all the time. It has performed extremely well and supplies a very large percentage of our electrical energy in New Brunswick.

Not only do we supply our in-province customers but also we have a very large export business. Our in-province sales are a little over 10 billion kilowatt-hours and our export sales are almost 7 billion kilowatt-hours.

• 0925

Export sales are a very large component of our business, and very important to our business. Not only do we bring in large quantities of energy from Quebec, but also we export large quantities of energy to all neighbouring utilities, particularly into the New England area. We also supply virtually all of Prince Edward Island's requirements.

If we look at the benefits of these interconnections, we only pay 80% of what oil would cost when we buy from Quebec, and we make a profit when we sell to interconnected utilities. On average over the last 10 years, this has meant a reduction in rates of 14.3% for New Brunswick users. These are the benefits of being interconnected.

If you look at rates from 1953 through to the current day, based on constant 1981 dollars, for a very long period

[Translation]

la *Eastern Maine Electric Co-operative* de l'État du Maine et la *Maine Public Service* dans le nord du Maine, avec la Nouvelle Angleterre dans les années 1970, avec la Nouvelle-Écosse dans les années 1960 et avec l'Île-du-Prince-Édouard, au moyen d'un câble sous-marin, en 1977.

Voyons d'où nous vient présentement notre énergie pour la puissance nécessaire dans notre province. Vous vous souviendrez que 47 p. 100 de notre capacité provenait des centrales thermiques à mazout. Si on regarde d'où nous provient vraiment l'électricité, 15 p. 100 seulement est générée par le mazout. Nous avons pu y arriver parce que nous avons acheté 26 p. 100 de notre énergie du Québec à des prix concurrentiels au mazout. Nous payons au Québec 80 p. 100 de ce qu'il nous en aurait coûté pour produire de l'énergie en nous servant du mazout. Vous verrez que 26 p. 100 sont achetés pour soutenir la concurrence de l'énergie produite à partir du charbon; par conséquent nous ne dépendons du mazout que pour 15 p. 100 de notre production.

Même si 14 p. 100 seulement de la puissance installée est nucléaire, si on retire le tiers de la puissance fournie à la Nouvelle Angleterre, 30 p. 100 de l'énergie provient de fait de l'énergie nucléaire. Cela montre bien à quel point la centrale est active. Nous y reviendrons un peu plus tard. Notre unité nucléaire fonctionne à pleine capacité tout le temps. Elle s'est très bien comportée. Elle assure un très fort pourcentage de l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick.

Non seulement nous approvisionnons nos clients chez nous, mais nous avons un très fort pourcentage d'exportations. Nos ventes dans la province dépasse un peu plus de 10 milliards de kilowattheures et nos ventes à l'exportation s'élèvent à près de 7 milliards de kilowattheures.

Les ventes d'exportation forment une partie importante de nos activités, une part très importante de notre entreprise. Non seulement nous faisons venir du Québec de grosses quantités d'énergie, mais nous exportons également de fortes quantités d'énergie à tous les services d'utilité publique avoisinants, surtout en Nouvelle-Angleterre. Nous satisfaisons presque entièrement aux exigences énergétiques de l'Île-du-Prince-Édouard.

Voyons quels sont les avantages de ces interconnexions, nous ne payons que 80 p. 100 de ce que nous coûterait le mazout lorsque nous nous approvisionnons au Québec, et nous réalisons un profit lorsque nous vendons aux services publics interconnectés. Les utilisateurs du Nouveau-Brunswick ont donc connu au cours des 10 dernières années, en moyenne, une réduction de tarifs de 14.3 p. 100. Voilà donc quels sont les avantages de l'interconnexion.

Si nous examinons les tarifs depuis 1953 jusqu'à nos jours, en dollars constants de 1981, et sur une très longue

[Texte]

of time, rates in constant dollars decreased until the mid-1970s when electricity prices started increasing at higher than the rate of inflation. By 1980 we turned around, and all through the 1980s rate increases in New Brunswick have been below the rate of inflation. This is the result of the stabilizing influence of our nuclear plant. It is also the result of moderating oil prices in recent years. Again, we are on a downward trend in the cost of electricity in real terms.

The Chairman: In 1953 what was your main source of fuel for generation?

Mr. Thompson: It would be largely hydro power, with some coal-fired power back in those early days.

If we look at actual rates in New Brunswick for an average residential customer using 1,000 kilowatt-hours per month, they are much lower than those in the eastern United States. They are lower than those in other Atlantic provinces, and comparable to those of other utilities in Canada, except those with very large hydro resources such as in Quebec, Manitoba and British Columbia.

If you look at a large industry using 50,000 kilowatts or 50 megawatts—this would be a mid-size pulp and paper mill—again our rates are much lower than those in New England and lower than those in other Maritime provinces. In this particular case, Newfoundland and Labrador hydro rates are slightly lower than ours, but if you take a different size of industry, our rates would be lower. Generally speaking, our rates are lower than Newfoundland's. Again, the point is that our rates are comparable with those of most Canadian utilities, but higher than those in Quebec, Manitoba and B.C., which have large hydro resources.

We have a total revenue of \$825 million, a net income in the range of \$29 million, and total assets of about \$3 billion. These numbers are important because a little later we talk about nuclear power and its impact on our system.

I hope the information I have just gone through sets the scene for New Brunswick, allowing us to discuss in more detail the impact of nuclear development on our system.

Mr. Gagnon: Does N.B. Power have the mandate to make a profit? If so, how is that mandate arrived at?

Mr. Thompson: The mandate is not to make a profit. The mandate is to supply power at the lowest practical

[Traduction]

période, ces tarifs ont diminué jusqu'au milieu des années 70 tandis que les prix de l'électricité ont commencé à augmenter à un rythme plus rapide que celui de l'inflation. Lorsque nous avons atteint les années 80, les choses ont changé; les augmentations de tarif au Nouveau-Brunswick ont été inférieures au taux de l'inflation. Voilà donc l'influence stabilisatrice qu'a eue notre centrale nucléaire. C'est dû également à l'effet modérateur des prix du pétrole au cours des dernières années. De nouveau, nous accusons une tendance à la baisse en termes réels pour ce qui est du coût de l'électricité.

La présidente: Quelle était en 1953 votre principale source de combustible pour la production d'électricité?

M. Thompson: Il s'agissait principalement d'énergie hydro-électrique, et dans les tout débuts, l'énergie provenait d'une centrale thermique à charbon.

Voyons quels sont les tarifs pour un résident du Nouveau-Brunswick qui utilise en moyenne 1,000 kWh. par mois; ces tarifs sont beaucoup moins élevés qu'aux États-Unis. Ils sont moins élevés que dans les autres provinces maritimes, et ils sont comparables à ceux des autres services d'utilité publique au Canada, à l'exception de ceux qui dépendent de très grandes centrales hydro-électriques comme au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique.

Prenons le cas d'une grande industrie qui utilise 50,000 kW. ou 50 mW.—par exemple une usine de pâtes et papier de taille moyenne—les tarifs seraient de nouveau beaucoup moins élevés qu'en Nouvelle-Angleterre et moins élevés que dans les autres provinces maritimes. Dans ce cas particulier, les tarifs de l'Hydro, de Terre-Neuve et du Labrador sont légèrement moins élevés que les nôtres, mais nos tarifs seraient moins élevés dans le cas d'une industrie de taille différente. De façon générale, nos tarifs sont plus bas que ceux de Terre-Neuve. Je signale de nouveau que nos tarifs sont comparables à ceux de la plupart des services d'utilité publique canadiens, mais plus élevés que ceux du Québec, du Manitoba et de Colombie-Britannique qui ont des ressources hydro-électriques beaucoup plus importantes.

Nos recettes globales s'élèvent à 825 millions de dollars, un revenu net de quelque 29 millions de dollars, et l'ensemble des actifs représente quelque 3 milliards de dollars. Ces chiffres sont importants, car un peu plus tard nous allons vous parler de l'énergie nucléaire et de ses répercussions sur notre système.

J'espère que ces renseignements que je viens de vous donner vous montrent bien ce qui se passe au Nouveau-Brunswick, et ils nous permettront de discuter de façon plus détaillée des effets de l'expansion nucléaire sur notre système.

M. Gagnon: La Commission de l'énergie du Nouveau-Brunswick a-t-elle pour mandat de faire des profits? Dans l'affirmative, comment y arrive-t-elle?

M. Thompson: La Commission n'a pas pour mandat de faire des profits. Elle a pour mandat de fournir de

[Text]

cost. We really supply at cost, because the \$29 million is reinvested in the business. It is a Crown corporation. Any surplus net income is reinvested in the business and increases our equity position, which is currently 84% debt and 16% equity. Utilities tend to be heavily debt oriented.

• 0930

Mr. Gagnon: Would you explain that 84:16 ratio? I see two-thirds of this as long-term debt. I assumed the other third would be equity.

Mr. Thompson: There is no discrepancy there. Some of that fixed asset has been depreciated. You have to compare the net debt of roughly \$2 billion with our equity, which is something like \$300-and-some million. I would have to look at the annual report. So the debt-equity ratio really refers to not the fixed asset portion but actual debt versus actual equity, and that is 84:16.

Moving on to our experience with Point Lepreau, the first point is that the introduction of nuclear power into an electrical system is a long process. In our case, it was 10 years from the time we committed to building the plant until it actually went into commercial operation. Our feeling is that it is probably too long a period in the future; the economic viability of nuclear power in the future is going to be very dependent on the ability to reduce that time, to reduce interest during construction, to find ways to build and license plants and to get them into operation. This was the experience of the time.

On Lepreau, I will talk in terms of the construction phase and also in the operation phase. During the construction phase, N.B. Power operated as the project manager and as the construction manager. We co-ordinated the engineering and we did the commissioning work. We called upon Atomic Energy of Canada Limited for engineering of the steam-raising portion of the plant and to help us with the commissioning. We called upon consultants to help with engineering, construction, and commissioning.

Roger might want to add a few comments on the scope of different consultants that were called upon in that timeframe.

Mr. Mackenzie: This was quite a remarkable achievement. N.B. Power is quite a small company, with around 2,500 employees in total. They had no experience with nuclear power whatsoever before this, and I think

[Translation]

l'énergie au coût le moins élevé sur le plan pratique. Nous fournissons vraiment de l'énergie au prix coûtant, étant donné que les 29 millions de dollars de revenus nets sont réinvestis dans l'entreprise. Il s'agit d'une société de la Couronne. Tout revenu net excédentaire est réinvesti dans l'entreprise et augmente notre position comptable, actuellement de 84 p. 100 de dette et de 16 p. 100 d'avoir. Les services d'utilité publique ont tendance à avoir une forte dette.

M. Gagnon: Voulez-vous nous expliquer ce ratio d'endettement de 84:16? A mon avis, les deux tiers de ce ratio représentent une dette à long terme. Je suppose que l'autre tiers représente l'avoir propre.

M. Thompson: Il n'y a pas ici de contradiction. Une partie de l'actif fixe a été dépréciée. Il faut comparer la dette nette de quelque 2 milliards de dollars avec notre avoir propre, qui est de quelque 300 millions de dollars. Il me faudrait consulter notre rapport annuel. Par conséquent, le ratio d'endettement a trait en réalité non pas à la portion d'actif fixe mais à la dette réelle par opposition à l'avoir propre réel, autrement dit un ratio d'endettement de 84:16.

Parlons maintenant de notre expérience avec la centrale de Point Lepreau. Je dois vous dire au départ que l'introduction de l'énergie nucléaire dans un système électrique est un long processus. Il nous a fallu 10 ans, à partir du moment où nous nous sommes engagés à construire la centrale jusqu'à ce qu'elle soit exploitée commercialement. Nous croyons que ce serait probablement une période trop longue à l'avenir, que la rentabilité économique de l'énergie nucléaire à l'avenir dépendra beaucoup de la capacité de réduire cette période, de réduire l'intérêt pendant la construction, de trouver des moyens de construire et d'octroyer des permis à des usines et de les faire démarrer. C'est l'expérience que nous avons connue.

Au sujet de Point Lepreau, je vais vous parler de la phase construction et également de la phase exploitation. Au cours de la phase construction, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a dirigé le projet et dirigé aussi la construction. Nous avons coordonné l'ingénierie et nous nous sommes occupés de la mise en exploitation. Nous avons fait appel à l'énergie atomique du Canada Ltée pour les études de production de vapeur de la centrale et pour nous aider à faire la mise en service. Nous avons fait appel à des experts-conseils pour nous aider dans notre travail d'ingénierie, de construction et de mise en exploitation.

Roger voudra peut-être ajouter quelques remarques sur la compétence des divers experts-conseils à qui nous avons fait appel pendant cette période.

M. Mackenzie: C'est une réalisation tout à fait remarquable. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick est une petite société qui compte quelque 2,500 employés pour l'ensemble. Ils n'avaient

[Texte]

they went into it without fully understanding the magnitude of the problems that were going to come up ahead of them.

Of course, we did get help. We got AECL to do the reactor design, and we had consultants do some of the engineering and construction commissioning; but by and large it was all managed by N.B. Power, and all the problems that cropped up N.B. Power had to tackle. It turned out to be a very major project for N.B. Power in the end, with a lot of problems associated with it.

However, in hindsight it was a very successful one, because there were four projects of similar design being built in the same time period for 600-megawatt CANDU reactors, all of virtually identical design, two of them in Canada—one in Quebec, the other in New Brunswick—and two overseas—one in Korea and one in Argentina.

Point Lepreau was the third one to be committed and to be started, but was the first to come into commercial operation. We were told at the beginning of the project that we would just be following Hydro-Québec at Gentilly 2. However, we very quickly lost them; we became the leader and ran into all the problems first and so everybody else benefited from our experience. It was a very exciting time for those of us who were involved with that.

Mr. Thompson: I should point out—and again it relates back to the 10 years from commitment to commercial operation—that the actual construction period was about eight years. We had originally anticipated or scheduled it to be six years. It took an extra two years, and the final cost was \$1.45 billion, about twice the original estimate.

• 0935

As Mr. Mackenzie said, in spite of that, it still turned out to be an extremely good project. That performance, both in cost increases and schedule, is better than most experienced during that timeframe in North America. Almost everyone building megaprojects in the late 1970s period was experiencing high interest rates, high inflation, and cost overruns. In spite of all that, we were able to bring the project on line, as Mr. Mackenzie said, sooner than other CANDU 600s or ahead of the other CANDU 600s, and with a performance better than most others in North America.

The Chairman: Mr. Thompson, were the extra two years directly related to problems you were ironing out?

Mr. Thompson: Yes, we had some technical problems. We had some equipment problems. We had equipment that had to be rebuilt. It came from the manufacturer

[Traduction]

aucune expérience en énergie nucléaire avant cette entreprise, et je crois qu'ils s'y sont engagés sans vraiment comprendre l'envergure des problèmes auxquels ils allaient faire face.

Nous avons bien sûr obtenu de l'aide. Énergie atomique du Canada Ltée a fait la conception du réacteur, et des experts-conseils nous ont aidés pour l'ingénierie et la mise en service. Cependant, de façon générale, c'est la Commission du Nouveau-Brunswick qui a tout géré, et qui a étudié tous les problèmes qui se posaient. On s'est rendu compte finalement qu'il s'agissait d'un projet majeur pour la Commission du Nouveau-Brunswick, un projet qui soulevait de nombreux problèmes.

Cependant, en rétrospective, l'entreprise a été couronnée de succès, car quatre projets de conception semblable étaient en marche pendant la même période et exigeaient des réacteurs CANDU de 600 mégawatts, des réacteurs de conception à peu près semblable, deux pour le Canada—un au Québec et l'autre au Nouveau-Brunswick—les deux autres pour l'étranger, un pour la Corée et l'autre pour l'Argentine.

Point Lepreau était la troisième centrale prévue, et c'est la première qui est entrée en exploitation commerciale. On nous a dit au tout début du projet que la mise en service suivrait celle d'Hydro-Québec à Gentilly-2. Cependant, nous les avons perdus rapidement de vue, nous sommes devenus les chefs de file et nous avons connu les premiers toutes sortes de problèmes et les autres ont profité de notre expérience. Ce fut des moments très excitants pour nous tous.

M. Thompson: Je dois signaler—et on revient de nouveau à cette période de dix ans depuis l'engagement à faire ce projet jusqu'à la mise en exploitation commerciale—que la construction réelle du projet a pris près de 8 ans. Nous avions au départ prévu six ans. Il a fallu deux ans de plus, et le coût s'est élevé finalement à 1.45 milliard de dollars, soit deux fois le prix prévu.

Comme l'a dit M. Mackenzie, en dépit de tout cela, il reste que le projet a été extrêmement bon. Ces résultats, à la fois sur le plan des augmentations de coûts et du calendrier, sont supérieurs à tout ce qui s'est fait pendant cette période en Amérique du Nord. Presque tous ceux qui ont construit des mégaprojets vers la fin des années 1970 ont connu de très hauts taux d'intérêt, une inflation très élevée et des dépassements de coûts. En dépit de tout cela, nous avons pu faire l'entrée en service, comme l'a dit M. Mackenzie, plus tôt que les autres CANDU 600, et le rendement de notre projet a été supérieur à la plupart des autres en Amérique du Nord.

La présidente: Monsieur Thompson, ces deux années additionnelles étaient-elles directement liées aux problèmes que vous avez dû régler?

M. Thompson: Oui, nous avons fait face à des problèmes techniques. Nous avons eu également des problèmes d'équipement. Il a fallu faire reconstruire

[Text]

with a manufacturing defect, and the manufacturer had to come in to rebuild it. We had some labour problems at that time. I think essentially we attribute about a one-year delay to technical problems and a one-year delay to labour problems.

As the brief says, there are a number of technical problems, institutional problems, organizational frustrations, and expanding funding requirements. All these things indeed put considerable strain on the owners and managers of the project. We point it out in the brief as something anyone considering going into this kind of large-scale project needs to consider, because it does strain the organization. I think in the end you get a much more finely and highly toned organization and the organization benefits. But it does put on a lot of strain as you are going through the process.

Mr. Mackenzie: It is a make-or-break situation. We have seen some examples very recently of breaking in the United States. The New Hampshire utility has gone bankrupt by virtue of not being able to complete Seabrook on schedule. I am not saying N.B. Power was going to go bankrupt, but it seemed to some of us at the time that it was quite close by. It was a very hard task.

There was an interesting thing with cost, and we get a lot of it today. When the newspapers report our successes, they tend to say this plant was the one that started off at \$680 million estimated cost and wound up costing \$1.4 billion. They bring that up over and over again. But if you look at the four 600 megawatts that were being built in almost exactly the same time scale, you will find all the final costs came very close to \$1.4 billion, and they were all estimated at around \$650 million to \$680 million at the beginning. So our experience was no different from anybody else's.

It was because of an increasing amount of technical requirements in safety systems. A lot of the safety systems had to be rebuilt and redesigned during the construction period. There were a lot more requirements for operator training than we had ever anticipated at the beginning. This was applicable right across the country; and of course at the same time it was a period of extremely high inflation.

Mr. Thompson: To move on to the operational phase, our operations staff began to be assembled very early in the project, essentially at the very beginning, in 1974. In 1975 Mr. Mackenzie was appointed station manager. As I say, he had extensive experience from Ontario Hydro. I would say 15 to 18 of the key station staff came from Ontario Hydro. They have built up to their 400-plus staff today from that nucleus. I think Mr. Mackenzie would

[Translation]

certain équipements qui nous étaient arrivés du fabricant avec des défauts, et que celui-ci a dû refaire. Nous avons eu également des problèmes syndicaux à l'époque. On peut dire essentiellement qu'une année de retard peut être attribuée aux problèmes techniques et une demi-année aux problèmes syndicaux.

Ainsi que le mémoire en fait état, il y a eu un certain nombre de problèmes techniques, des problèmes institutionnels, des frustrations sur le plan de l'organisation, et des exigences de financement plus fortes. Tous ces facteurs ont donc exercé des pressions considérables sur les propriétaires et les directeurs du projet. Nous signalons dans notre mémoire que tous ceux qui voudront s'engager dans un projet de cette envergure devront tenir compte de ces difficultés, car l'organisation subit réellement des tensions. On en arrive finalement à avoir une organisation bien meilleure et plus au point qui peut en tirer des profits. Toutefois, c'est une situation très difficile pour l'organisation au cours de la durée du processus.

M. Mackenzie: C'est une situation de réussite ou de faillite. Nous avons eu récemment aux États-Unis des exemples de ce genre de faillite. Les services d'utilité publique du New Hampshire ont fait faillite parce qu'ils n'ont pu terminer Seabrook à la date prévue. Je ne prétends pas que la Commission du Nouveau-Brunswick allait faire faillite, mais il nous a semblé à quelques-uns d'entre nous, à l'époque, que nous en étions bien près. Ce fut un travail très difficile.

Il y a des choses intéressantes au sujet des coûts, et nous en entendons beaucoup parler aujourd'hui. Lorsque les journaux font état de nos succès, ils ont tendance à dire que cette centrale devrait, à l'époque de son lancement, coûter 680 millions de dollars et qu'elle en a coûté finalement 1.4 milliard de dollars. Ils répètent cela à tout bout de champ. Toutefois, si l'on considère les quatre centrales de 600 mégawatts qui ont été construites au cours de la même période à peu près, on se rend compte que les coûts finalement ont presque tous été de l'ordre de 1.4 milliard de dollars, alors qu'au départ on avait prévu quelque 650 ou 680 millions de dollars. Par conséquent, notre expérience est semblable à celle des autres.

La raison en est que les exigences techniques ont été beaucoup plus coûteuses pour le système de sécurité. Il a fallu, au cours de la construction, reconstruire et redessiner un grand nombre des systèmes de sécurité. Les exigences de formation de l'exploitant ont été beaucoup plus nombreuses que celles prévues au départ. C'était la même chose à l'échelle du pays et, bien sûr, nous avons connu à cette époque une période d'inflation très élevée.

M. Thompson: Venons-en à la phase opérationnelle, nous avons commencé à rassembler très tôt le personnel d'exploitation de la centrale, au tout début de 1974. En 1975, M. Mackenzie a nommé le directeur de la centrale. Il s'agissait d'une personne très expérimentée, qui venait de l'Hydro-Ontario. Je pourrais dire que de 15 à 18 personnes clés du personnel venaient de l'Hydro-Ontario. A partir de ce petit noyau, le personnel est passé à

[Texte]

verify that most of the remaining staff came from New Brunswick. They were staff who came out of conventional power stations or were trained in technical schools in New Brunswick.

In 1979 we began commissioning systems. In July 1982 we had first criticality; in September 1982, first electricity; and on February 1, 1983, the station was declared in commercial operation.

• 0940

Mr. Mackenzie: One thing that pleases me very much about the start-up at Point Lepreau is that it is really a New Brunswick achievement. It is true that 18 of us came from Ontario Hydro and we were the people at the beginning who knew what had to happen, but we were asked and made it a point to hire in the province to the greatest possible degree. I would say that today more than 90% of the station staff are New Brunswickers and are from New Brunswick; today you cannot tell any difference between who started off in New Brunswick and who came in from outside, like me.

The other thing I would like to say is that we get a tremendous amount of help and support from Ontario Hydro, and Ontario Hydro is a superb organization. We are very, very proud of our association with them. But we are like little brother to big brother, and little brother always enjoys beating big brother when he can. Our station is the best CANDU in capacity factor, and there is not one of the 16 Ontario Hydro units that has done better than we have. So we are very proud of that, too.

Mr. Thompson: To illustrate what Mr. Mackenzie was saying, during the first five years we had a 92.2% capacity factor. Prior to our coming here we could not absolutely verify it but we think it is probably the best in the world. For the first four years, it was. We have maintained the 92% in this past year. We certainly are in the top five among 300 reactors around the world in terms of capacity factor or as a percentage of maximum possible production.

We have produced 27 billion kilowatt-hours of power. To have done this at Coleson Cove, for instance, or at a plant like it would have taken 42 million barrels of oil and would have cost \$1.1 billion in that five-year timeframe.

If we look at safety and cleanliness at the plant and at the accident frequency rate, which is the number of disability injuries per certain number of hours worked, Point Lepreau has a rate about a third of that of conventional thermal plants. The radiation dose to staff

[Traduction]

maintenant 400 personnes et même davantage. Je crois que M. Mackenzie pourrait nous dire que la plupart des employés viennent du Nouveau-Brunswick. Certains viennent de centrales d'énergie classiques, qui ont été formés dans des écoles techniques au Nouveau-Brunswick.

En 1979, nous avons mis sur pied des systèmes de mise en service. Nous avons eu en 1982 notre premier système de criticité; en septembre 1982, notre premier système d'électricité et le 1^{er} février 1983, on déclarait que la centrale était mise en exploitation commerciale.

M. Mackenzie: Ce qui me plaît beaucoup dans la mise en service de Point Lepreau, c'est que le Nouveau-Brunswick a tout fait ou presque. Il est vrai que 18 d'entre nous viennent de l'Hydro-Ontario, et que nous étions au commencement les spécialistes qui savaient, mais on nous a demandés, et nous nous sommes fait un point d'honneur, d'embaucher le plus possible de personnel dans la province. Je dirais qu'aujourd'hui plus de 90 p. 100 du personnel de la centrale sont des Néo-Brunswickois, viennent du Nouveau-Brunswick. On ne peut faire la différence aujourd'hui entre ceux qui venaient du Nouveau-Brunswick et ceux qui venaient de l'extérieur comme moi.

Je voudrais souligner également que nous avons eu beaucoup d'aide et d'appui de l'Hydro-Ontario, un organisme superbe. Nous sommes très, très fiers de notre association avec lui. Cependant, c'est un peu le petit frère et le grand frère, et le petit frère est toujours très heureux d'avoir le dessus sur son grand frère chaque fois qu'il le peut. C'est notre centrale qui tire le meilleur rendement de ses réacteurs CANDU; aucune des centrales de l'Hydro-Ontario n'a fait mieux que nous. Nous en sommes donc très fiers.

M. Thompson: Je vous donne un exemple de ce qu'a dit M. Mackenzie: au cours des cinq premières années notre facteur de puissance était de 92.2 p. 100. Nous n'avons pu en avoir la certitude avant la séance d'aujourd'hui, mais nous croyons que c'est probablement un record mondial. Ce l'était pour les quatre premières années. Nous avons conservé ce facteur de 92 p. 100 toute l'année dernière. Nous comptons certainement parmi les cinq premiers des 300 réacteurs du monde pour ce qui est du facteur de puissance ou de l'énergie produite par rapport au maximum théorique.

Nous avons produit 27 milliards de kilowattheures d'énergie. S'il avait fallu le faire à Coleson Cove, par exemple, ou dans une centrale semblable, il aurait fallu 42 millions de barils de pétrole et il en aurait coûté 1.1 milliard de dollars au cours de cinq ans.

Sur le plan sécurité et propreté à la centrale, si l'on considère la fréquence d'accidents, autrement dit le nombre de blessures qui empêchaient de travailler pour tant d'heures de travail, Point Lepreau fait trois fois mieux que les centrales thermiques conventionnelles. La

[Text]

on average is in the range of 2% to 4% of the regulatory limit. Liquid releases to the environment are at less than 0.001% of the regulatory limit. Gaseous releases are at less than 0.02% of the regulatory limit. There has been no radiation dose to the public. So it is operated very safely and very cleanly.

From an economic point of view, the total cost of running everything in the plant at Point Lepreau in cents per kilowatt-hour over the four fiscal years that have been completed is 5¢, 5.4¢, 5.3¢, and 5.4¢. Now, if you look at the numbers for Coleson Cove, which is oil, and Dalhousie, which is coal, the numbers in the brackets are the actual costs from those plants; in the last fiscal year, 1986-87, the actual cost at Coleson Cove was 4.7¢ per kilowatt-hour. In the year before, the actual cost was 8.1¢. What that really illustrates is the dramatic drop in oil prices in that period. In the year before that, it was 7.1¢. Similarly, with the coal side on Dalhousie, if you look at 1986-87, the actual cost was 6.4¢.

Because we tend not to run those plants flat out—because we buy from Quebec against them and so on—those figures perhaps do not give a fair comparison to nuclear power. What we have done is to artificially increase and assume the coal plant and the oil plant to run 80% of the time to spread the fixed costs over a larger amount of generation. What we are really saying is that in those four years, Lepreau was really less expensive than oil until oil prices started to drop, but it was a little more expensive than coal if you assume that those plants could have run at an 80% capacity factor.

• 0945

The Chairman: With the 4.3¢ you were assuming an 80%?

Mr. Thompson: Yes, if you had run that by at 80%, it would have cost 4.3¢.

The Chairman: Which you did not, so the actual cost was 6.4¢.

Mr. Thompson: The actual was 6.4¢.

Mr. Mackenzie: I think another point ought to be made, too. You really have to compare like with like and not with not. Lepreau is the most recent of those plants by nearly 10 years, which means it is the most expensive. If we had had to build Coleson Cove, for example, in the same period, the cost of the plant would have been

[Translation]

dose de radiation abordée par le personnel est en moyenne de 2 à 4 p. 100 de la limite réglementaire. Les rejets de liquides dans l'environnement sont inférieurs à 0.001 p. 100 de la limite réglementaire. Les rejets de gaz sont inférieurs à 0.02 p. 100 de cette limite. La population n'a été exposée à aucun rayonnement. Par conséquent, la centrale fonctionne de façon très propre et très sécuritaire.

Du point de vue économique, pour exploiter la centrale de Pointe Lepreau au cours des quatre années financières qui viennent de se terminer, le coût global par kilowattheure a été de 5c., 5.4c., 5.3c. et 5.4c. respectivement. Or si on regarde les mêmes chiffres pour Coleson Cove, alimenté au mazout, ou Dalhousie, qui fonctionne au charbon, les chiffres qui se trouvent entre parenthèses représentent les chiffres réels pour ces centrales. Pour la dernière année financière, 1986-1987, le coût réel de Coleson Cove était de 4.7c. le kilowattheure. Au cours de l'année précédente, le coût réel était de 8.1c. On peut donc très bien se rendre compte de la baisse dramatique des prix du pétrole au cours de cette période. Pour l'année précédente, le coût était de 7.1c. Pour la centrale alimentée au charbon à Dalhousie, il en a coûté, en 1986-1987, 6.4c.

Étant donné qu'on a tendance à ne pas exploiter à fond ces centrales—puisque nous achetons du Québec plutôt que de les faire fonctionner—les chiffres ne représentent peut-être pas une juste comparaison avec l'énergie nucléaire. C'est pourquoi nous avons retenu un temps de fonctionnement fictif et supposé que ces centrales thermiques au charbon et au mazout fonctionnaient 80 p. 100 du temps afin de répartir les coûts fixes sur une plus longue période de production. Nous prétendons en réalité qu'au cours de ces quatre années, la centrale Lepreau a coûté beaucoup moins que la centrale thermique au mazout jusqu'à ce que les prix du pétrole commencent à baisser, mais qu'elle a coûté un petit peu plus que la centrale thermique au charbon, si on suppose que ces centrales auraient pu être exploitées à 80 p. 100 de leur capacité.

La présidente: Vous avez donc supposé une exploitation de 80 p. 100 de la capacité pour obtenir ce prix de 4.3c., n'est-ce pas?

M. Thompson: Oui, si l'exploitation avait été à 80 p. 100 de la capacité, il en aurait coûté 4.3c.

La présidente: Ce qui n'était pas le cas, par conséquent le coût réel était de 6.4c.

M. Thompson: C'est juste.

M. Mackenzie: Je crois qu'il faut signaler un autre point. Il faut comparer des choses qui sont semblables et non pas des choses qui ne sont pas semblables. La centrale Lepreau est plus jeune de 10 ans que toute autre centrale, autrement dit elle est la plus coûteuse. S'il avait fallu construire Coleson Cove, par exemple, au cours de la

[Texte]

substantially greater and therefore those numbers would have been higher.

We have given you the numbers based on the actual cost of the plant when it was built. By the same token, with the Dalhousie plant, if we were building another one like that today, the chances are we would be putting acid gas scrubbers on it, or the equivalent, especially if we were building high-sulphur coal, and those would raise the price of it too.

Mr. Lawrence Harris (Researcher to the Committee): I wonder if you would have the figures for the prices of electricity imports for those years as well, including purchases from Hydro-Québec.

Mr. Thompson: I do not have them with me. I can certainly get them for you, although I can tell you roughly what they are. As I say, they are 80% of oil prices in that timeframe. Today they are probably in the range of 2.5¢ to 2.8¢. A year or two ago, because oil prices were higher, they would have been higher.

For instance, as a very rough rule of thumb, say you are paying \$30 a barrel for oil. If you multiply by 1.5, that gets you the fuel costs in cents per kilowatt-hour. So \$30 oil translates to 4.5¢ electricity. Take 80% of that, and you are talking about 3.5¢ for Hydro-Québec power. So in that timeframe, I would say somewhere between 2.5¢ and 3¢ per kilowatt-hour.

Mr. Mackenzie: We buy most of the power from Hydro-Québec on economy-transfer. In other words, it is available as surplus to them, and it is more economical for us to buy it than to generate it. But economy-transfer sales are based only on incremental costs. You do not count the base costs of the plant. The fixed costs of the plant are not counted, only the additional costs of operating. You pay against the incremental costs.

The economy purchases from Hydro-Québec are very advantageous to us because they do not contain those fixed costs. They are dependent on surplus energy being available, and the surplus energy that is available is becoming less and less. One day this past winter we were actually exporting to Hydro-Québec; they were not exporting to us.

The Chairman: It makes you look at the future, does it not?

Mr. Mackenzie: They of course are building up their sales into the U.S. They are making firm commitments to the U.S., and they are making firm commitments to Ontario Hydro. We have made firm commitments with them for the future, actually, to some degree. Of course their own loads are growing too. So the amount of excess

[Traduction]

même période, les coûts de celle-ci auraient été beaucoup plus élevés, donc ces chiffres aussi.

Nous vous avons donné des chiffres qui ont pour base les coûts réels de la centrale au moment où elle a été construite. Il en va de même pour la centrale Dalhousie; s'il nous fallait construire une autre centrale de ce genre aujourd'hui, il y a bien des chances qu'il nous faudrait installer des épurateurs de gaz acide, ou l'équivalent, surtout si la centrale était alimentée de charbon à haute teneur en soufre, par conséquent les prix que nous vous avons donnés seraient plus élevés.

M. Lawrence Harris (agent de recherche du Comité): Je me demande si vous avez aussi les prix concernant les importations d'électricité pour ces mêmes années, y compris les achats faits à Hydro-Québec.

M. Thompson: Je ne les ai pas ici. Je peux certainement les obtenir, mais je peux vous dire à peu près ce qu'ils étaient. Je rappelle que cette électricité revenait pendant cette période à 80 p. 100 du prix du pétrole. Ces prix se situeraient probablement aujourd'hui dans la gamme de 2.5 à 2.8¢. Il y a un ou deux ans, parce que les prix du pétrole étaient plus élevés, ces chiffres l'auraient été également.

Comme règle empirique, disons par exemple qu'on paie le baril de pétrole 30\$. Si on multiplie par 1.5, on obtient le coût du combustible en cents par kilowattheure. Par conséquent, un prix de 30\$ par baril de pétrole se traduit par 4.5¢. pour un kilowattheure d'électricité. Quatre-vingts p. 100 de ce chiffre donneraient donc 3.5¢. pour le prix de l'énergie achetée d'Hydro-Québec. Pour la même période, il en aurait donc coûté de 2.5 à 3¢. le kilowattheure.

M. Mackenzie: Nous achetons en grande partie l'énergie de l'Hydro-Québec sur une base de transfert de l'économie. Autrement dit, il s'agit d'une énergie excédentaire pour eux, mais c'est plus économique pour nous de l'acheter que de la produire. Mais dans ce régime les ventes se fondent seulement sur des coûts marginaux. On ne tient pas compte des coûts de base de la centrale. Les coûts fixes de la centrale n'entrent pas en ligne de compte, mais seulement les coûts additionnels de l'exploitation. On paie par rapport aux coûts marginaux.

Les achats faits à l'Hydro-Québec sont donc très avantageux pour nous, car ils ne tiennent pas compte de ces coûts fixes. Ils sont fonction de l'énergie excédentaire disponible, et il y en a de moins en moins. Un jour l'hiver dernier nous avons de fait exporté vers l'Hydro-Québec, plutôt que le contraire.

La présidente: Il faudrait donc prévoir l'avenir, n'est-ce pas?

M. Mackenzie: Bien sûr, l'Hydro-Québec augmente ses ventes vers les États-Unis, et a pris des engagements fermes vis-à-vis des États-Unis et aussi vis-à-vis de l'Hydro-Québec. Nous avons pris des engagements fermes avec eux pour l'avenir, jusqu'à un certain point. Leurs propres charges augmentent également, bien sûr. Par conséquent,

[Text]

capacity that was available for us to buy on economy transactions is drying up.

Mr. Thompson: As Mr. Mackenzie mentioned, Coleson Cove and Dalhousie are earlier plants. They were not built in the same timeframe. Certainly Lepreau would be cheaper than any plant we could bring on line today.

The Chairman: With coal or oil?

Mr. Thompson: Yes. It would be at 5¢ or 5.5¢ a kilowatt-hour. There is nothing we could build today that would produce power in New Brunswick between 5¢ and 5.5¢ per kilowatt-hour.

Mr. Mackenzie: Point Lepreau came in at about \$2,200 a kilowatt. A coal plant built today would come in at around \$1,500 to \$1,700 a kilowatt, if you put passive gas scrubbers on it and so on. Then, of course, you have the coal cost to add on the top. It is the fuel cost that is the very high portion of the cost in a fossil-fired station. In a nuclear station it is less than 10% of the cost.

Mr. Gagnon: On that point, why do you have quite a marked variation in your cost of nuclear from Lepreau? I am looking at a difference of between 5.0¢ and 5.4¢. That is about an 8% or 9% swing.

• 0950

Mr. Mackenzie: Yes. One, it has a large dependence on the capacity factor for the year. For example, in one of those years, 1984-85, we had a 96% capacity factor. The reason was that we had an annual shutdown of only ten days. Our normal annual shutdown for maintenance is about three weeks. It almost totally depends on the capacity factor.

The other thing is that the sales into the U.S. have an effect on it too. There is a bonus coming in on the contracts we have with the U.S. for high-capacity factor, which means that if we can run it above a certain capacity factor they pay us a bonus in addition to the cost they pay for the power.

Mr. Gagnon: Thank you.

Mr. Thompson: We will just speak to those export sales for a moment in a little more detail. There are four utilities that take 230 megawatts. These are all-event contracts. We are guaranteed the fixed cost for that one-third of the output, regardless of the performance of the plant. Then, whatever number of kilowatt-hours the plant produces, they pay us a variable cost for fuel and maintenance and so on. Also in the charge to the U.S. is a charge for eventual decommissioning of the plant and for long-term irradiated fuel management.

The benefit of the export sale was to reduce the effective size of the nuclear unit down to 405 megawatts.

[Translation]

l'énergie excédentaire que nous pouvions acheter lors de transactions d'économie est en train de se tarir.

M. Thompson: Comme l'a dit M. Mackenzie, Coleson Cove et Dalhousie sont des centrales plus anciennes. Elles n'ont pas été construites au cours de la même période. La centrale Lepreau serait bien sûr moins coûteuse que toute centrale que nous pourrions construire aujourd'hui.

La présidente: Alimentée au charbon ou au mazout?

M. Thompson: Oui. Il en coûterait 5 ou 5.5c. le kilowattheure. Nous ne pouvons rien construire au Nouveau-Brunswick aujourd'hui qui puisse produire de l'énergie au prix de 5 ou 5.5c. le kilowattheure.

M. Mackenzie: La centrale Point Lepreau est entrée en exploitation à un coût de 2,200\$ le kilowatt. Une centrale thermique au charbon construite aujourd'hui produirait de l'énergie qui coûterait de 1,500\$ à 1,700\$ le kilowatt, si on installait des épurateurs de gaz passifs par exemple. Il faut bien sûr ajouter les coûts du charbon à tout cela. Le coût du combustible représente la majeure partie des coûts de la centrale à combustible fossile. Dans une centrale nucléaire, le combustible représente moins de 10 p. 100 des coûts.

M. Gagnon: À ce sujet, pourquoi y a-t-il des fluctuations si marquées dans le coût de l'énergie nucléaire à Lepreau? Je pense à l'écart qui existe entre 5.0c. et 5.4c. Il s'agit d'un écart de quelque 8 ou 9 p. 100.

M. Mackenzie: Tout d'abord, cela dépend largement du facteur-capacité de l'année. Ainsi, en 1984-1985, ce facteur a atteint 96 p. 100, tout simplement parce que nous n'avons fermé que 10 jours pendant cette année-là. Normalement, nous devons fermer chaque année, pour des raisons d'entretien, pendant environ trois semaines. Vous voyez que tout dépend de ce facteur-capacité.

En outre, cela dépend aussi des ventes aux États-Unis. Comme nos contrats signés avec les Américains prévoient qu'ils nous versent un boni chaque fois que l'on dépasse un certain niveau de débit, cela vient s'ajouter à ce que nous recevons déjà de la vente de notre énergie.

M. Gagnon: Merci.

M. Thompson: Laissez-moi m'attarder un peu plus à nos exportations. Nous comptons quatre installations de 230 mégawatts. Comme nos contrats sont des contrats globaux, qui couvrent toute éventualité, on nous garantit donc des coûts fixes pour le tiers de la puissance fournie, quel que soit le rendement de la centrale. Par conséquent, quel que soit le nombre de kilowattheures fournis par la centrale, les américains paient des coûts variables pour l'achat du combustible, pour l'entretien, etc. Nous faisons également payer aux Américains des frais supplémentaires pour le désarmement éventuel de la centrale et pour la gestion à long terme du combustible irradié.

Nos ventes d'exportation ont eu pour conséquence positive de réduire la puissance de notre centrale

[Texte]

This has really a twofold effect: firstly, it reduces our reserve requirements to back it up; and secondly, it gives us the economies of a 630-megawatt-size unit, but only taking 400 megawatts onto our system.

What it really did was to make the whole project financially tractable in the light of these increasing costs that we experience, in the doubling of the capital cost of the plant, by being able to effectively guarantee revenue to cover one-third of our cost on an ongoing basis out in that period from 1983 to 1988 and on to 1991 if their options are taken. It provided a financial risk coverage for us. The way we are set up, with the contracts terminating in October 1988, the participants have three one-year extensions out to 1991. We anticipate that the participants will exercise those options.

The Chairman: In your export, are you only exporting nuclear-generated power?

Mr. Thompson: No. If you go back to the earlier discussion, where we mentioned exporting almost 7 billion kilowatt-hours of energy in total, out of Lepreau it would be probably two and a half to three... I would have to use my calculator for a moment, but a good fraction of our total exports come from Lepreau. We have two types of exports: firm exports by Lepreau, and we also have the hour-by-hour exports.

The Chairman: My question was put because you talked about factoring in costs for decommissioning and waste management. Do you factor that cost into all electricity that is exported?

Mr. Thompson: No, just the nuclear.

Mr. Mackenzie: But typically, there is a single transmission line into the U.S. It goes down from Fredericton to Bangor and then on south into Boston. It is typically loaded at 700 to 800 megawatts. Of that, 230 is the Lepreau entitlement, and the rest of it is basically economy transactions, whereby we sell into the United States because we can produce it more cheaply than they can.

The Chairman: Okay. Thank you.

Mr. Thompson: The other way to look at the export is that it really is tantamount to selling a 230-megawatt plant to the United States, plus the fuel and operation of that plant, with all the benefits of exporting high-tech employment. One way we often look at it is it is just as though 230 megawatts of that plant were picked up and put down in Massachusetts, and they cover all of those

[Traduction]

nucléaire à 405 mégawatts, ce qui a eu un effet double: tout d'abord, cela nous a permis de diminuer nos réserves d'appoint; et deuxièmement, cela nous a permis de profiter des économies d'échelle d'une centrale de 630 mégawatts, tout en n'étant obligés de consommer que 400 mégawatts.

Autrement dit, ce projet de grande envergure financière devenait alors réalisable en dépit de l'augmentation des coûts—notamment celle à 100 p. 100 des coûts d'immobilisations—puisqu'il pouvait effectivement nous garantir des revenus qui couvriraient le tiers de nos coûts sur une base permanente de 1983 à 1988, et même jusqu'en 1991, si nos acheteurs décidaient de prolonger les contrats. Nous avions donc une assurance contre ce type de risque financier. Les contrats viennent à échéance en octobre de 1988, mais prévoient également que les participants peuvent prolonger les termes du contrat pendant un an encore, et ce, trois années de suite, c'est-à-dire jusqu'en 1991. Nous nous attendons d'ailleurs à ce qu'ils le fassent.

La présidente: Exportez-vous uniquement de l'énergie nucléaire?

M. Thompson: Non. Rappelez-vous ce que nous avons expliqué plus tôt: nous avons dit exporter presque 7 milliards de kilowattheures d'énergie au total, ce qui signifierait que nous exportons, à partir de Lepreau, quelque 2.5 à 3... J'aurais besoin de ma calculatrice, mais une bonne partie de la totalité de nos exportations proviennent de Lepreau. Nous avons deux types d'exportation: les exportations garanties en provenance de Lepreau, et les exportations ponctuelles, d'heure en heure.

La présidente: Je me posais la question, tout simplement parce que vous avez dit facturer aux Américains des coûts en vue du désarmement de la centrale et de la gestion à long terme des déchets. Est-ce que vous incluez ces coûts dans le prix de toute l'électricité que vous exportez?

M. Thompson: Non, seulement dans le prix de l'énergie nucléaire.

M. Mackenzie: Mais n'oublions pas qu'il n'y a qu'une seule ligne de transmission vers les États-Unis: elle part de Fredericton jusqu'à Bangor, et se prolonge dans le sud jusqu'à Boston. Elle transporte d'habitude une charge de 700 à 800 mégawatts, dont 230 proviennent de Lepreau, et dont le reste représente des transactions économiques, c'est-à-dire que nous vendons notre énergie aux États-Unis, tout simplement parce que cela nous coûte moins cher à la produire que cela ne coûte, aux Américains.

La présidente: Bien. Merci.

M. Thompson: On peut envisager la situation sous un autre angle: nos ventes d'exportation peuvent être considérées comme la vente d'une centrale de 230 mégawatts aux États-Unis, combustible et exploitation y compris, avec tous les avantages que représente l'exportation d'une main-d'œuvre hautement spécialisée. Autrement dit, c'est tout comme si nous transportions au

[Text]

costs and pay for us to run it and so on. So it is a very nice export, and we do get \$120 million a year revenue from that. We are guaranteed that revenue. Therefore, a third of all the cost of Lepreau is guaranteed covered.

• 0955

Mr. Gagnon: Excuse me, but following your analogy, you will own that plant 100% in 1991.

Mr. Thompson: Yes. It provided a way for us to grow into the plant, if you like. A little later we will talk about Lepreau 2. A similar kind of situation has to happen with Lepreau 2, because a 632-megawatt unit is still large for our system.

Mr. Mackenzie: I would just like to comment on the financial risk in the same context. The debt that N.B. Power owns is 50% Lepreau. Therefore, if you take our entire utility debt, the amount of money against Point Lepreau is equal to the amount of money against every other facility transmission line or distribution line we possess.

That means if anything happens to Lepreau and if Lepreau is down for any substantial period of time, the financial coverage has to continue, but we have to find alternatives to producing power. That is what we mean by financial risk.

Mr. Thompson: Going back to our \$3 billion of fixed assets, half of that is Lepreau. Half of our fixed assets—

Mr. Mackenzie: That is a very significant point for a small utility compared to, say, Ontario Hydro, where the percentage of their nuclear is somewhat close to ours, in terms of their power system. It is a little more now, but it used to be very similar. They spread it over 12 to 16 units. It is very unlikely that all those units would go down together. If our one unit goes down, it is like all Ontario Hydro nuclear plants shutting down at one time.

Mr. Thompson: Lepreau is equal to all those other assets I showed you before, including the hydro dams, the transmission system, and so on. Lepreau itself is equal to all the remaining assets on our system.

Mr. Mackenzie: One of the most difficult features is for a small utility to go into the nuclear business, because if

[Translation]

Massachusetts notre centrale de 230 watts, et que les Américains nous l'achètent mais nous paient pour l'exploiter. Vous voyez que c'est une exportation très attrayante pour nous, qui nous donne 120 millions de revenus par année, et je parle de revenus garantis. Par conséquent le tiers de ce que nous coûte la centrale de Lepreau nous est garanti par les ventes aux Américains.

M. Gagnon: Pardon, mais si j'ai bien compris votre analogie, la centrale vous appartiendra en totalité en 1991.

M. Thompson: En effet. C'est une tactique nous a permis de nous l'approprier graduellement, si vous voulez. Nous parlerons plus tard de Lepreau 2, et je vous expliquerai que la même chose devra se produire, étant donné qu'une centrale de 632 mégawatts, c'est encore un peu gros pour nous.

M. Mackenzie: Dans la même veine, je voudrais parler du risque financier. La dette de notre commission provient à 50 p. 100 de la centrale de Lepreau. Par conséquent, si vous considérez l'ensemble de notre dette provenant des services publics, la fraction qui représente Point Lepreau est la même que celle qui représente n'importe quel autre ligne de transmission ou de distribution dont nous serions les propriétaires.

Si quelque chose devait survenir et que nous dussions fermer pour un certain temps la centrale de Lepreau, pour pouvoir continuer à être couverts financièrement, il nous faudrait trouver d'autres façons de produire de l'énergie. Voilà ce que nous entendons par risques financiers.

M. Thompson: Pour revenir à nos 3 milliards de dollars d'immobilisations, la moitié d'entre elles représente la centrale de Lepreau.

M. Mackenzie: Voilà une observation très importante, si l'on compare la taille de notre commission à celle de l'Hydro-Ontario, par exemple, dont le pourcentage d'énergie nucléaire se rapproche du nôtre, par rapport à l'ensemble de l'énergie produite par l'Hydro-Ontario. Aujourd'hui, les chiffres ontariens sont un peu plus élevés, mais il n'y a pas si longtemps ils se comparaient aux nôtres. Et, qui plus est, ils se répartissent sur une quinzaine de centrales. Il est des plus improbable que toutes les centrales aient jamais à fermer toutes ensemble. Autrement dit, si l'une de nos centrales doit fermer c'est à peu près comme si toutes les centrales nucléaires de l'Hydro-Ontario devaient fermer leur porte en même temps.

M. Thompson: Les immobilisations de la centrale Lepreau sont égales à toutes celles dont je vous ai déjà parlé, y compris les barrages hydroélectriques, les systèmes de transmission, etc. En d'autres termes, les immobilisations de la centrale de Lepreau correspondent à elles seules à toutes les autres immobilisations de notre réseau.

M. Mackenzie: Ce qui est le plus difficile, notamment, pour une petite commission comme la nôtre, c'est de se

[Texte]

they are made to do it on their own, they have to put all that money into a project that just has to work right or they are in desperate financial difficulties.

Mr. Dean Clay (Researcher to the Committee): Mr. Thompson, I would just like to go back to a comment you made a moment ago, wherein you said you would need the same type of exporting arrangement with the Lepreau 2, because 630 megawatts is too large for the system to absorb. I understood you were negotiating with AECL for the possibility of building a CANDU 300.

Mr. Thompson: Yes. I am going to come to that now. Two options have been looked at for Lepreau 2, one of which is a duplicate of what we already have, a CANDU 600. The optimum-sized unit for our system is something in the range of 200 to 400 megawatts. We are likely to soon begin a thermal expansion program using a coal-fired plant in that range. We likely will move to build a 400-megawatt coal plant using imported coal, as well as a smaller 100- to 200-megawatt coal unit using New Brunswick coal. That size range is ideal for us.

In our discussions with Atomic Energy of Canada Limited, with respect to a 600-megawatt CANDU... It really would be the ideal thing to just simply duplicate what we have at Lepreau.

In order to do that, we would have to sell 200 megawatts to the United States. There are two problems with that approach. First, we know we would not exactly duplicate Lepreau 1, because there are other technical changes and improvements that we would want to make. It would therefore not be quite a duplicate, and there would be a lot of engineering... It is not as simple as just simply duplicating it. Second, to date we have not been able to negotiate an additional 200-megawatt sale into New England.

Atomic Energy of Canada Limited has done engineering work on a smaller-sized CANDU, a CANDU 300 that puts out about 400 megawatts. We have had discussions on that. We have some technical concerns, because it is a prototype plant.

It is our feeling, whether it is a CANDU 600 with some design changes or a CANDU 400, which is yet to be built, that the real problem is not a technical one. The real problem is this economic one to which we refer. It is just very difficult for a utility of the size of N.B. Power, with half of its debt already tied up in nuclear power, to entertain further high debt plant, high initial investment plant.

[Traduction]

lancer dans le nucléaire: en effet, si une petite commission comme la nôtre doit se lancer isolément dans un tel projet financier, il faut que son investissement lui rapporte, sans quoi elle fait face à des difficultés financières énormes.

M. Dean Clay (documentaliste du comité): Monsieur Thompson, vous avez dit plus tôt que vous seriez obligé de conclure le même type de vente d'exportation avec la centrale Lepreau 2, tout simplement parce que votre réseau aurait du mal à absorber une centrale aussi grosse de 630 mégawatts. Je croyais que vous étiez en train de négocier avec l'EACL la possibilité de construire un CANDU 300.

M. Thompson: En effet. J'allais justement y venir. Nous avons envisagé deux options avec la centrale de Lepreau 2, dont l'une serait de refaire exactement ce que nous avons déjà, c'est-à-dire fabriquer un autre CANDU 600. En fait, la taille optimale pour une centrale de notre réseau ce serait une centrale de 200 à 400 mégawatts. D'ailleurs, nous allons probablement lancer bientôt un programme d'expansion thermique qui fera appel à une centrale thermique à charbon de cette puissance-là. Nous songeons à construire une centrale à charbon de 400 mégawatts qui consommera du charbon importé, de même que des plus petites centrales de 100 à 200 mégawatts qui utiliseront du charbon du Nouveau-Brunswick. Voilà le genre de dimension qui convient le mieux pour notre réseau.

Quant à nos discussions avec l'Énergie Atomique du Canada Limitée, au sujet de la construction possible d'un CANDU de 600 mégawatts... l'idéal, ce serait de faire la même chose qu'à la centrale de Lepreau.

Pour y arriver, il nous faudrait 200 mégawatts aux États-Unis, ce qui pose deux problèmes. Tout d'abord, nous savons que nous ne pouvons pas reproduire fidèlement la centrale de Lepreau 1, en raison de modifications et d'améliorations d'ordre technique que nous voudrions y apporter. Il ne s'agirait donc pas d'une reproduction identique, et il faudrait beaucoup de travaux d'ingénierie... ce ne serait pas aussi simple que de la reproduire fidèlement. En outre, nous n'avons encore réussi à négocier une vente supplémentaire de 200 mégawatts à la Nouvelle-Angleterre.

L'Énergie Atomique du Canada Limitée a effectué des travaux d'ingénierie sur un CANDU de plus petite taille, c'est-à-dire un CANDU 300 qui produit environ 400 mégawatts. Nous avons discuté de la possibilité de l'utiliser, mais cela pose quelques problèmes d'ordre technique, étant donné qu'il s'agit d'une centrale prototype.

Mais qu'il s'agisse d'un CANDU 600 comportant certaines modifications de conception ou d'un CANDU 400, encore à l'état de projet, nous considérons que le véritable problème n'est pas d'ordre technique. Le véritable problème est plutôt d'ordre économique. En effet, il est extrêmement difficile pour une petite commission de la taille de celle du Nouveau-Brunswick—et dont la moitié de la dette est déjà liée à l'énergie

[Text]

Our position is essentially that the financial and economic risk for an additional nuclear plant must not be any greater than for a coal-fired plant. This is the position we have put to the federal government through Atomic Energy of Canada Limited. We are essentially saying that we are willing to invest the equivalent of a coal-fired plant and to pay the equivalent of coal-fired prices. The federal government will have to put up that additional capital and will have to ensure that the economic risk is no greater than had we built a coal-fired plant.

Now, the upside of that is that if the nuclear plant is more economic in the long run than a coal plant, it stands to make money. So we are really saying that if you come into this project and take the upside or the downside, we will invest the equivalent of a coal-fired plant and we will pay coal-fired prices. As far as we are concerned, we cannot put our customers at any greater risk than that.

While we think that probably it is reasonable assumption—and there are a number of studies that have shown that and Atomic Energy of Canada believes this—that the nuclear unit in the long run will have lower lifetime costs than a coal unit. We just cannot take that risk. We are prepared to look seriously at that option if the federal government wants to take that position. There are some good reasons for that because you do substitute domestic high-tech employment and uranium for foreign coal. Certainly there are some employment benefits and environmental benefits with an additional nuclear unit compared to a coal-fired unit.

The Chairman: How much money are you talking about?

Mr. Thompson: As we mentioned in our brief, the difference between a nuclear and a coal unit in the initial capital cost is roughly \$1 billion extra.

The Chairman: The pay-out would be way down the road.

Mr. Mackenzie: Yes, it would. This is the impediment from Lepreau 2. The fact is that we, as a small utility, cannot take any more risk for a nuclear unit and the federal government has to help us. It is a large amount of

[Translation]

nucléaire—de se lancer dans un autre grand projet qui requiert une mise de fonds très élevée et dont la dette pourrait l'être elle aussi.

• 1000

Nous maintenons que les risques financiers et économiques afférents à la construction d'une nouvelle centrale nucléaire ne doivent pas dépasser ceux d'une centrale à charbon. C'est d'ailleurs ce que nous avons maintenu auprès du gouvernement fédéral, par l'entremise de l'Energie atomique du Canada. Autrement dit, nous sommes prêts à investir l'équivalent de ce qu'il faut pour construire une centrale à charbon et payer le prix de l'énergie produite à partir du charbon. Le gouvernement fédéral aurait alors à assumer les coûts d'immobilisations supplémentaires et à faire en sorte que le risque économique n'est pas plus élevé pour nous que si nous allions construire une centrale à charbon.

Ce qui est intéressant dans tout cela, c'est que si la centrale nucléaire se révèle plus économique, à long terme, qu'une centrale à charbon, elle devrait nous faire gagner de l'argent. Par conséquent, si le gouvernement fédéral acceptait de se lancer avec nous dans ce projet, quels que puissent en être les résultats, nous serions prêts à investir l'équivalent de ce qu'il faudrait investir dans la construction d'une centrale à charbon. Pour notre part, voilà tous les risques que nous voulons faire assumer à nos clients.

Même s'il est raisonnable de croire qu'une centrale nucléaire coûtera moins cher à long terme qu'une centrale à charbon—comme le prouvent un certain nombre d'études et comme le croit fermement l'Energie atomique du Canada, nous ne pouvons cependant courir le risque. Mais nous serions prêts à étudier sérieusement cette option, si c'était ce que le gouvernement fédéral décidait de faire. En effet, le gouvernement fédéral aurait de bonnes raisons de choisir la centrale nucléaire, étant donné que l'on fait appel alors à une main-d'oeuvre canadienne hautement spécialisée et que l'on substitue au charbon étranger de l'uranium canadien. Il est certain que de construire une nouvelle centrale nucléaire plutôt qu'une nouvelle centrale à charbon présente de grands avantages du point de vue de la main-d'oeuvre et du point de vue de l'environnement.

La présidente: De combien parle-t-on?

M. Thompson: Comme le dit notre mémoire, la différence de départ dans l'immobilisation est d'environ un milliard de dollars de plus pour la centrale nucléaire par rapport à la centrale à charbon.

La présidente: Et les profits ne sont pas pour demain non plus.

M. Mackenzie: Non, en effet. Voilà le désavantage de Lepreau 2. Nous, comme petites commissions des services publics, nous ne pourrions assumer les risques supplémentaires que représenterait la construction d'une

[Texte]

money, and if the federal government is not willing to give that help, then Lepreau 2 will not happen.

Mr. Gagnon: To follow up on that, what are the impediments to selling a portion of that plant to consumers of electricity in the United States or, conversely, selling portions of that plant to investors, whether they be Canadian or foreign, by flowing through your write-offs to them?

Mr. Mackenzie: I think that is a good question. I will answer the first one, because I really do not think I can answer the second part. I do not know enough about it. But the first part is very straightforward.

We have American utilities that are interested in power from Lepreau 2, but they have to get their rates approved by public utility boards, and the public utility boards will not let them take risks. They are saying that they can buy a piece of the plant if the final price of the plant is guaranteed, but that they cannot buy a piece of the plant if they have to accept the risk of cost escalation. If we then go to the federal government and ask them if they will take that risk, they are then looking at the prospect of having to subsidize American power users if the power cost goes beyond the price that has been estimated. That has proved to be an extremely intractable problem.

The Chairman: What would happen if you sold off part of the existing Lepreau 1 to finance Lepreau 2?

Mr. Mackenzie: We are doing that. We are trying to extend our contracts of this 230 megawatts beyond 1991. We are offering the plant for sale beyond that. The problem, again, is that in the U.S. today, oil is cheaper for them, too, than nuclear, but they are running out of capacity. They do not have enough generating capacity to meet their forecast loads into the 1990s and they have far more problems building a unit than we do. They are being prohibited from building coal units, prohibited from building oil units, and prohibited from building nuclear units; not exactly by pure mandate, but by the difficulty with getting the licences and approvals and so on.

So they are not building anything, and the result is their load is growing, they are using up their reserves, and pretty soon they are going to be in very serious difficulties. They are interested in extending the contracts

[Traduction]

centrale nucléaire, et il faudrait que le gouvernement fédéral nous aide. Tout cela, c'est beaucoup d'argent; et si le gouvernement fédéral ne veut pas nous aider à assumer tous ces frais, il est sûr que le projet de Lepreau 2 ne se réalisera jamais.

M. Gagnon: Dans la même veine, qu'est-ce qui vous empêche de vendre une partie de cette centrale aux consommateurs d'électricité américains ou, à l'inverse, de vendre des parts de cette centrale à des investisseurs canadiens ou étrangers, en leur rétrocédant vos amortissements.

M. Mackenzie: Bonne question. Je répondrai d'abord à votre première question, car je ne pense pas être en mesure de répondre à la seconde. Je n'en sais pas suffisamment sur le sujet. Mais la première question est très simple.

Il y a certains services publics américains qui sont intéressés par la centrale de Lepreau 2, mais ils doivent d'abord faire approuver leurs tarifs par les commissions de services publics, et ces dernières ne leur permettront pas de prendre des risques financiers. Elles prétendent ne pouvoir acheter une part d'une centrale que si le prix définitif est déjà garanti, parce qu'elles ne peuvent se permettre d'assumer une escalade éventuelle des coûts. En d'autres termes, si nous demandons au gouvernement fédéral d'assumer ce risque, ce dernier se trouve alors devant la perspective éventuelle d'être obligé de subventionner les utilisateurs américains, si le coût de l'énergie dépasse celui qui avait été estimé à l'origine. Nous voilà donc devant un problème inextricable.

La présidente: Que se passerait-il si vous vendiez une partie de la centrale de Lepreau 1 pour pouvoir financer une nouvelle centrale 2?

M. Mackenzie: C'est ce que nous faisons. Nous sommes en train d'essayer de prolonger nos contrats pour la vente des 230 mégawatts en question au-delà de 1991, après quoi nous vendrions la centrale. Mais le problème, encore une fois, c'est qu'aux États-Unis, comme au Canada, le pétrole continue à coûter moins cher que l'énergie nucléaire, mais que les Américains sont en train d'épuiser leurs réserves. Ils n'ont pas suffisamment de capacité de production pour pouvoir répondre à leurs prévisions de besoins énergétiques dans les années 1990, et il reste beaucoup plus difficile de construire une centrale aux États-Unis qu'ici. Les Américains ne peuvent construire des centrales à charbon, ni des centrales à mazout, ni des centrales nucléaires, non pas parce que c'est illégal, mais parce qu'il leur est extrêmement difficile d'obtenir les permis de construction et tous les documents de ratification nécessaires.

Par conséquent, on n'y construit plus rien, ce qui fait augmenter la charge des centrales existantes et gruge les réserves; par conséquent, les Américains seront très bientôt dans de beaux draps. Voilà pourquoi ils seraient

[Text]

from Lepreau 1, basically to cover off a lack of capacity in the mid-1990s that they have.

But there is another impediment, and that is the transmission impediment. We have a single transmission line from New Brunswick into Boston, and Hydro-Québec, for example, are cutting into that line now and making sales which will use up some of its capacity.

It is extremely difficult to build transmission lines today because of public objections to the transmission. Then it becomes very difficult to make a sale if you do not have any means of getting the power from us to them.

Mr. Clay: Do Nova Scotia and Prince Edward Island show any greater willingness to buy into Lepreau 2 than they did in Lepreau 1?

Mr. Mackenzie: No.

Mr. Thompson: Not in Lepreau 2. We have discussions under way with Prince Edward Island now in terms of their future needs. We have offered participation in any of our future developments. They actually do participate in that Dalhousie plant I showed you, that coal-fired plant. Prince Edward Island actually owns 10% of that plant. It is a Canadian first. There is no other utility in Canada that owns a piece of a power plant in a neighbouring province. Prince Edward Island owns 10% of our coal-fired, 200-megawatt Dalhousie plant.

We are having discussions with them for participation in any future fossil plant, because that is the most likely route we are looking at right now. There is always the possibility that they could buy into the existing nuclear plant as well. They are looking at a number of options, including bringing a cable in from the Magdalen Islands. There is nothing decided, but there are discussions ongoing with respect to existing and future plants.

Mr. Mackenzie: You asked me another question, which I said I really did not know the answer to, and I think that is still true; that is: Why do we not invite private investors to come in and put up the money? The private investor must see a reasonable return, and if we are having difficulty and the federal government is having difficulty, I wonder if private investors are that anxious to put their very large amounts of money into a project like this.

Mr. Gagnon: We had Mr. Passmore here a couple of days ago, and he was commenting that there were some changes brought about in the February 10 budget that

[Translation]

intéressés à prolonger les contrats d'achat d'énergie de la centrale Lepreau 1, en particulier pour compenser la perte de capacité de production qu'ils connaîtront au milieu des années 1990.

Mais il y a également un autre obstacle, qui est celui d'un problème de transmission. Il n'existe qu'une ligne de transmission unique du Nouveau-Brunswick à Boston, et comme l'Hydro-Québec se branche justement sur cette ligne pour faire des ventes, elle utilisera donc une partie de sa capacité de transmission.

Il est extrêmement difficile de construire aujourd'hui des lignes de transmission, parce que le public s'y oppose fortement. Par conséquent, il devient extrêmement difficile de vendre de l'énergie, s'il est impossible de transporter l'énergie de chez nous jusqu'aux Américains.

M. Clay: La Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard sont-elles plus disposées à participer à la construction de la centrale de Lepreau 2 qu'elles ne l'ont été dans le cas de la centrale de Lepreau 1?

M. Mackenzie: Non.

M. Thompson: Pas dans le cas de la centrale de Lepreau 2. Nous sommes en train de discuter avec l'Île-du-Prince-Édouard ses besoins futurs et nous lui avons offert de participer à l'un ou l'autre de nos projets. D'ailleurs, elle est déjà associée à la centrale de Dalhousie dont je vous ai parlé, mais c'est une centrale à charbon. L'Île-du-Prince-Édouard possède 10 p. 100 de cette centrale. C'est d'ailleurs toute une nouveauté pour le Canada. Il n'existe aucun autre service public canadien qui possède des parts dans une centrale nucléaire d'une province avoisinante. L'Île-du-Prince-Édouard possède 10 p. 100 de notre centrale à charbon de 200 mégawatts à Dalhousie.

Nous avons discuté avec elle la possibilité pour elle de participer à la construction d'une centrale éventuelle à combustible fossile, parce que c'est ce qui l'intéresse le plus pour l'instant. Évidemment, elle pourrait toujours choisir de participer financièrement à la centrale nucléaire qui existe déjà. En fait, il existe diverses options que cette province est en train d'étudier, comme celle de faire passer un câble de transmission en provenance des Îles-de-la-Madeleine. Rien n'est encore décidé, mais les discussions entourant les centrales existant déjà et celles qui sont encore à l'état de projet se poursuivent.

M. Mackenzie: Vous m'avez posé une autre question, à laquelle je ne pensais pas être en mesure de répondre. Vous nous avez demandé pourquoi nous n'avions pas invité des investisseurs privés à participer à la mise de fonds initiale. Puisque nous-mêmes, ainsi que le gouvernement fédéral, entrevoyons certaines difficultés pour le projet, je me demande si les investisseurs privés qui cherchent à rentabiliser leur mise de fonds voudraient investir à ce point dans un projet comme celui-ci.

M. Gagnon: Il y a quelques jours, M. Passmore nous a dit que certaines modifications apportées dans le Budget du 10 février empêchaient de transmettre l'exonération

[Texte]

precluded the tax write-offs flowing through to the investor. I was wondering if you had any information on that situation.

Mr. Mackenzie: I think the answer would be that we could get the investment in if the federal government would give guarantees; in other words, if the investors would be able to get their money back. But whether we could get such guarantees from the federal government, we do not know.

Mr. Thompson: Our feeling is that nuclear technology is essentially a federal technology. It has been spearheaded by the federal government through the years, through Atomic Energy of Canada Limited. There clearly is an ongoing role; in fact, a role that is greater than they have played in the past in terms of actually participating in ownership of these plants. Particularly for a utility the size of N.B. Power, to extend ourselves beyond where we are now is not what we consider to be the prudent thing to do for our customers.

Our position is that we have taken the risk with the first unit. Essentially all the money is on our shoulders. We did have a \$350 million loan, at federal interest rates, from Atomic Energy of Canada Limited, but the other \$1.1 billion was raised by us through normal commercial channels. We have an excellent plant, an excellent staff, and an excellent site. There is no better place to demonstrate a CANDU 400; there is no better place to put another CANDU 600 if we could export a couple of hundred megawatts into the U.S. We have a lot to offer to the Canadian nuclear program, but we cannot take the financial risk.

Mr. Mackenzie: It might be worth commenting that the contributions from our participants to the Canadian economy amount to more than \$600 million U.S. in five years, roughly \$120 million U.S. a year.

Mr. Porter: You mentioned the additional exports to the U.S. I think you said earlier that at this time no additional sales had been negotiated and that you would have, as I understand it, considerable trouble with additional transmission-line space.

Do you feel that all of those things can be overcome? The potential, I gather, for the sales is there, but you certainly have some difficulties in achieving that.

Mr. Mackenzie: I think they could be overcome, but there are some very difficult problems to be addressed.

[Traduction]

fiscale jusqu'à l'investisseur. Que savez-vous exactement de la situation?

M. Mackenzie: Je suis sûr que nous pourrions aller chercher les investissements de base, si le gouvernement fédéral était prêt à nous donner des garanties, c'est-à-dire si les investisseurs pouvaient être assurés de revoir la couleur de leur argent. Mais le gouvernement fédéral nous donnera-t-il vraiment des garanties de ce genre?

M. Thompson: Nous, nous avons l'impression que la technologie du nucléaire est essentiellement une technologie du gouvernement fédéral; c'est en effet le gouvernement fédéral qui en est le fer de lance depuis plusieurs années, par l'entremise de l'Énergie atomique du Canada Limitée. Le gouvernement fédéral y participe donc de façon permanente et pourrait jouer un rôle encore plus grand qu'il n'a joué dans le passé en participant encore plus pleinement à la propriété de la centrale. Pour notre part, étant donné la petite taille de la commission, nous ne jugeons pas prudent pour nos clients de faire encore plus que ce que nous faisons actuellement.

Nous, nous maintenons avoir déjà assumé suffisamment de risques avec la première centrale. Tout le fardeau financier repose d'ailleurs sur nos épaules. Nous avons contracté un emprunt de 350 millions de dollars à des taux d'intérêt du gouvernement fédéral auprès de l'Énergie atomique du Canada Limitée, mais nous avons quand même réussi à trouver 1,1 milliard de dollars par les voies commerciales normales. Nous avons entre les mains une centrale excellente, un personnel excellent et un emplacement excellent. C'est l'endroit idéal pour faire la démonstration du CANDU 400; ce serait aussi l'endroit idéal pour faire la démonstration de la puissance d'un CANDU 600, si nous pouvions exporter quelques centaines de mégawatts de plus vers les États-Unis. Nous avons beaucoup à offrir au programme nucléaire canadien, mais nous ne pouvons assumer seuls les risques financiers.

M. Mackenzie: J'ajouterai que la contribution de nos participants à l'économie du Canada se chiffre à plus de 600 millions de dollars américains sur cinq ans, c'est-à-dire environ 120 millions de dollars américains par an.

M. Porter: Vous avez parlé d'augmenter vos exportations vers les États-Unis. Vous avez également dit qu'à l'heure actuelle, vous n'avez négocié aucune vente supplémentaire avec eux et que vous auriez beaucoup de difficulté à obtenir plus de lignes de transmission.

Pensez-vous qu'il soit possible de surmonter tout ces obstacles? Il vous serait théoriquement possible de vendre plus, mais vous avez quelques obstacles à surmonter auparavant.

M. Mackenzie: Ce serait possible de les surmonter, mais vous avez raison de dire que les problèmes posés

[Text]

Transmission can be built. Voltage of the transmission line, for example, could be raised from 345 kV to 500 kV, which would increase the capacity of the line. Also, probably more lines could be built; but the more populated the area, the tougher it gets.

One of the difficulties in transmission is the fact that a very large percentage of the line goes through Maine but Maine really has no interest in the sale. They are basically questioning why they should build the line and go through all the hassles, just to wheel power from Canada into Boston. It is a bit like the "freeze in the dark" business in Canada.

Mr. Porter: Yes, but the potential markets are there.

Mr. Mackenzie: But the potential markets are there, and if you make the offer sweet enough, if they can make a more handsome profit than is normal from just wheeling power through their system. . .

The other big impediment currently is the Seabrook impediment. One piece of the transmission line goes through the State of New Hampshire, and that piece has Seabrook in it. Seabrook is ready to go. It is fully loaded with fuel. It could start up tomorrow morning if somebody would give it an approval, but the problem now is that the costs are so high on that unit, because of its incredible delay, that people will not buy from that unit if they do not have to, because the prices are so high. The public service of New Hampshire have been saying they are not wheeling any power through from Canada until they have sold all the kilowatt-hours of our unit.

Whether or not that could be overcome. . . I think it could be by the right sort of negotiations, but a lot of negotiating would have to be done.

Mr. Thompson: On your point, Mr. Porter, we export something like \$250 million of electricity into the United States each year, \$120 million of which is from Lepreau. As we mentioned, these exports, particularly the economy exports and the profits from those, are very important to our own customers in reducing our rates in New Brunswick. That whole export business is, as far as we are concerned, extremely important, and we want to maintain those exports and increase them if we can. We are negotiating now with New England for participation in these new 400-megawatt coal-fired units that we expect we will likely build.

With our concept that a nuclear unit is no different from a coal unit as far as we are concerned, if we

[Translation]

sont extrêmement difficiles. Il est possible de construire des lignes de transmission. Il serait également possible de faire passer le voltage des lignes de transmission de 345 kilovolts à 500 kilovolts, ce qui augmenterait évidemment la capacité de transmission de la ligne. En outre, on pourrait construire plus de lignes. mais cela peut présenter d'énormes difficultés, si l'on traverse des régions à forte densité de population.

L'un des problèmes que posent la transmission de l'énergie, c'est qu'une grande partie de nos lignes traversent le Maine, mais que cet État n'est pas intéressé à acheter. Voilà pourquoi ils se demandent pourquoi ils devraient construire une ligne de transmission, avec tous les problèmes que cela comporte, tout simplement pour permettre au Canada de transporter son énergie jusqu'à Boston. Tant pis pour le Canada: qu'il gèle dans l'obscurité!

M. Porter: D'accord, mais la perspective d'augmenter vos marchés existe.

M. Mackenzie: En effet, si l'on arrive suffisamment à dorer la pilule, autrement dit, si les États concernés peuvent faire des profits plus intéressants que la normale tout simplement en transportant de l'énergie sur leurs propres lignes. . .

L'autre grand obstacle, c'est Seabrook. L'un de nos tronçons de transmission traverse actuellement l'État du New Hampshire, et passe justement par Seabrook. Cette centrale est prête à démarrer et est chargée de combustible. Elle pourrait démarrer dès demain matin, si elle pouvait enfin en obtenir l'approbation, mais le problème, c'est que les coûts d'exploitation sont si élevés, en raison du retard incroyable subi jusqu'à ce jour, que personne ne songerait à acheter de l'énergie de cette centrale, à moins d'y être obligé. Or, le service public du New Hampshire maintient qu'il ne transportera aucune énergie en provenance du Canada tant qu'il n'aura pas vendu tous les kilowatts-heure de cette centrale.

Quant à savoir si ce problème pourrait être surmonté. . . peut-être y arriverait-on en négociant avec les bons arguments, mais il faudrait se lever de bonne heure pour y arriver.

M. Thompson: Monsieur Porter, nous exportons quelque 250 millions de dollars d'électricité vers les États-Unis par an, dont 120 millions de dollars proviennent de Lepreau. Ces exportations, en particulier celles qui permettent des économies d'échelle et des profits intéressants, sont très importantes pour nos propres clients puisqu'elles permettent de réduire nos propres tarifs au Nouveau-Brunswick. Vous voyez que l'exportation occupe une place privilégiée chez nous, et que nous voulons les poursuivre, voire les intensifier. Nous sommes en train de négocier la participation de la Nouvelle-Angleterre à la construction de ces nouvelles centrales à charbon de 400 mégawatts que nous espérons commencer bientôt.

Nous maintenons, quant à nous, qu'une centrale nucléaire ne diffère en aucun cas d'une centrale à

[Texte]

negotiate 200 megawatts of sale from our coal unit into the U.S. then whether that is supplied actually from the coal unit or a nuclear unit does not really matter. As far as the U.S. customer is concerned and as far as we are concerned, it is a coal unit. As we go down the road, we are going to put coal units on; and as far as our customers are concerned, they are going to have coal units.

If the federal government wants to come along to put a nuclear unit in and to price it at coal, then it is not going to make any difference to our customer and it is not going to make any difference to the export customer. If it runs better than a coal unit, then the federal government will make money; if it does not, then it will lose money. That is really the position we are at. We think there is an opportunity there, but the federal government has to play that role, or else we are going to build coal plants, and we expect that we will have exports from those units, because the market is there.

The Chairman: During your past election a lot of this was being discussed, and I thought the people of New Brunswick were not in favour of a nuclear plant. What you have just said is that they do not mind as long as their financial risk is only up to that for a coal-fired generation station.

Mr. Thompson: Yes. I think the Premier said in his energy policy statement that the nuclear option was not an economic one at this time, and that there was no deal on the table such that it looked like it was a good option at this time for New Brunswick. I think that is true. All we are saying is that the criterion is that the financial and economic risk cannot be any greater than for a coal unit. If that were guaranteed, then we would look very seriously at the nuclear option.

• 1015

The Chairman: What I was thinking about is the public fear of nuclear energy, and that does not enter into—

Mr. Mackenzie: We have not really addressed that point. It is a very difficult one to get a handle on because everybody who puts the polls out and gets the opinions in seems to have a vested interest. There is no doubt that a lot of people in New Brunswick oppose nuclear power, but by the same token, a lot of people are in favour of it.

The construction unions and a lot of the people in the area of Saint John, including the Mayor of Saint John—a lady mayor, Elsie Wayne—have said they would favour

[Traduction]

charbon. Par conséquent, si nous arrivons à négocier une vente de 200 mégawatts de notre centrale à charbon vers les États-Unis, peu importe si cette énergie provient d'une centrale à charbon ou d'une centrale nucléaire. Pour le client américain, comme pour nous, c'est comme si cette énergie provenait d'une centrale à charbon. Au fil des ans, nous allons construire de nouvelles centrales à charbon; et nos clients peuvent être assurés que nous construirons des centrales à charbon.

Mais si le gouvernement fédéral devait décider de construire une nouvelle centrale nucléaire mais de fixer son prix à celui d'une centrale à charbon, notre client n'en verra pas la différence, et le client de notre vente d'exportation non plus. D'ailleurs, si cette centrale nucléaire fonctionne mieux que la centrale à charbon, le gouvernement fédéral fera alors ses frais; dans le cas contraire, il pourrait être déficitaire. Voilà où nous en sommes dans nos réflexions. Quelle que soit la solution choisie, le gouvernement fédéral doit prendre sa place, sans quoi nous pourrions décider de construire des centrales à charbon, et exporter notre électricité à partir de ces mêmes centrales là où le marché existe.

La présidente: On en a beaucoup discuté au cours de vos dernières élections provinciales; j'avais l'impression que les habitants du Nouveau-Brunswick n'étaient pas d'accord pour la construction de centrales nucléaires. Or, d'après vos observations, il semble que cela leur importerait peu, dans la mesure où les risques financiers qu'ils auraient à assumer seraient équivalents à ceux de la construction d'une centrale électrique à charbon.

M. Thompson: En effet. Il me semble que le premier ministre a dit dans son énoncé de politique énergétique que l'option nucléaire n'était pas économique à l'heure actuelle, et que rien n'avait encore été conclu quant à une option viable pour le Nouveau-Brunswick. Je pense que c'est encore vrai. Tout ce que nous disons, c'est que le risque financier et économique ne peut être plus élevé pour nous que celui de la construction d'une centrale à charbon. Si l'on pouvait nous garantir au moins cela, alors nous serions prêts à envisager sérieusement l'option du nucléaire.

La présidente: Je pensais plutôt à la crainte que peut avoir le public face à l'énergie nucléaire, et je me demandais si cela n'entraînait pas en. . .

M. Mackenzie: Nous ne nous sommes pas vraiment préoccupés de cela. Il est très difficile de savoir exactement ce que pense le public parce que tous ceux qui font des sondages semblent, au départ, directement intéressés acquis. Même s'il est vrai que bon nombre des habitants du Nouveau-Brunswick s'opposent à l'énergie nucléaire, d'autres, en aussi grand nombre, y sont favorables.

Les syndicats de la construction et bon nombre des habitants de la région de Saint-Jean, y compris la mairesse, Elsie Wayne, ont déclaré qu'ils accueilleraient

[Text]

and welcome a second unit at Point Lepreau. As for whether or not the consensus of opinion in New Brunswick is in favour or against, I am not sure anybody knows, although a poll was published that said 70% were against. But I do not know precisely who was polled and how the questions were asked.

We think it would be possible in New Brunswick, because of the fact that such high unemployment exists in New Brunswick and especially in the Saint John area, to build one and get it through.

Mr. Gagnon: Would one of you gentlemen—I am off on a tangent a bit here—tell us what the difference would be in cost of putting an underwater link to Boston versus a land link? Is there a common multiplier factor, or are they of similar cost?

Mr. Thompson: I do not think we have the answer for that. Nova Scotia Power are studying that in conjunction with Boston Edison. I have not seen any dollar figures as to what that undersea cable would cost. I do not think there is any doubt that the overland one would be quite a bit cheaper, but I am not sure how much cheaper.

Mr. Gagnon: What would Nova Scotia Power supply the power with?

Mr. Thompson: Coal-fired units.

Mr. Mackenzie: Basically, from Lingan, Cape Breton. Premier Buchanan wishes to build more units. I think they currently have four 150s at Lingan, and he wants to get into the power exporting business. His problem is that he has to go through New Brunswick.

The Chairman: It sounds like the same old story.

Mr. Mackenzie: Yes, but that is fair ball because everybody plays the same game. What we say is that they have the coal. We do not have the deposits of coal they have, but we have the geographic position that allows us to act as middlemen on the deal, and I do not think we put on any unfair restrictions. During construction of Lepreau 1, when we wanted everybody's participation to help us at our most difficult and troublesome time, we offered to put our interconnections into the park. In other words, we said they could use our interconnections if they would join with us on Lepreau 1, and they turned that down.

So we are saying, fair enough, if they want to export to the U.S. through New Brunswick, we can look at it and see what our transmission... What we normally say is

[Translation]

favorablement la construction d'une deuxième centrale nucléaire à Point Lepreau. Quant à savoir si la majorité est pour ou contre, je pense que personne ne le sait, même si l'on a publié un sondage révélant que 70 p. 100 des habitants du Nouveau-Brunswick étaient contre. Mais je ne sais pas vraiment qui était l'auteur du sondage, et quel genre de questions on a posé.

Nous, nous pensons qu'en raison du taux élevé de chômage qui sévit au Nouveau-Brunswick et, particulièrement, dans la région de Saint-Jean, il serait possible de construire une centrale nucléaire et de s'attirer l'approbation générale.

M. Gagnon: Permettez-moi de digresser quelque peu. L'un de vous pourrait-il me dire quelle est la différence de coût entre l'installation d'une ligne sous-marine jusqu'à Boston par rapport à l'installation d'une ligne terrestre? Les coûts seraient-ils multipliés dans le cas d'une ligne sous-marine ou seraient-ils semblables?

M. Thompson: Je ne pense pas que nous connaissions la réponse. La Commission de la Nouvelle-Écosse est en train d'étudier la situation avec la Commission Edison de Boston. Je n'ai pas vu de chiffre publié sur ce qu'il en coûterait d'installer un câble sous-marin. Mais il ne fait pas de doute, à mon sens, qu'un câble terrestre pourrait coûter moins cher, mais je ne sais pas jusqu'à quel point.

M. Gagnon: A quel genre de centrales s'approvisionne la Commission d'énergie de la Nouvelle-Écosse?

M. Thompson: A des centrales à charbon.

M. Mackenzie: Surtout à la centrale de Lingan, au Cap Breton. Le premier ministre Buchanan souhaite construire plus de centrales. Je pense que la Nouvelle-Écosse a actuellement quatre centrales de 150 mégawatts à Lingan, et le premier ministre voudrait pouvoir se lancer dans l'exportation d'énergie. Le problème, c'est qu'il ne peut pas traverser le Nouveau-Brunswick.

La présidente: C'est encore et toujours la même chose.

M. Mackenzie: Oui, mais c'est juste, puisque tout le monde suit les mêmes règles du jeu. La Nouvelle-Écosse possède les gisements de charbon. Nous, nous n'en avons pas, mais nous sommes situés, du point de vue géographique, dans une position qui nous permettrait d'agir comme intermédiaires, sans que nous imposions de restrictions injustes à la Nouvelle-Écosse. Au cours de la construction de la centrale de Lepreau 1, à l'époque où nous cherchions à nous attirer la participation d'un peu tout le monde pour nous aider à surmonter ces temps difficiles, nous avons offert de placer nos interconnexions sur la table. Autrement dit, nous avons dit à la Nouvelle-Écosse qu'elle pouvait utiliser nos interconnexions si elle acceptait de participer aux coûts de construction de Lepreau 1; or, la Nouvelle-Écosse a refusé.

Par conséquent, nous disons que les règles du jeu sont les mêmes pour tous: si la Nouvelle-Écosse souhaite exporter vers les États-Unis en passant par le Nouveau-

[Texte]

that if the power costs are better than our own, we will buy the power and use it. Then whatever is left we will send out at the other end.

The Chairman: Good for you.

Mr. Thompson: We can come back to this. Perhaps, to finish off, we will move on to some brief views on waste management. I guess our position on this is really to try to put a little clarification and a little perspective on the whole issue of waste management. In doing so, we divided it into three time periods: the first 10 years, the first 500 years, and after 500 years. Interestingly, when you think about it, we operate the plants and the fuel is in a high-pressure, high-temperature environment for about a year and then comes out of there into a spent-fuel bay, where it spends its first 10 years. By that time 97% of the radioactivity has died away.

So we have handled it at the station with a modest number of staff and so on for the period of time in which it is most hazardous, and then beyond that 10-year period out to the 500-year period is a stage in which the fission products are essentially dying away to one ten-thousandths of their radioactivity at the 10-year period.

So that is really the next most important time, and after 500 years it clearly would be desirable to have it permanently disposed. But it is not a particularly hazardous product at that point in time. In that period beyond ten years, there are a number of options available to utilities, including concrete canisters with walls a couple of feet thick. I think our feeling is that if you look back in history at the artifacts that have been around for many thousands of years, it does not seem that onerous a job to build a container that would last for decades or, indeed, hundreds of years, if that is what you had to do.

• 1020

I think the whole problem with waste management has gotten out of context in that everybody is looking for some perfect solution, whereas there are other solutions that are certainly more than adequate compared with the way we handle other wastes in society.

I think our feeling is that we handle the wastes quite adequately now, while they are in the reactor, while they are in the spent fuel bays, and we do not see any real problems for the next tens of years or however long it take us to get a permanent repository. These wastes can be safely stored on-site for many tens of years, and the likely way will be in these concrete canisters. At some point in time, if we have a permanent repository in Canada, it will be transferred to the permanent repository.

[Traduction]

Brunswick, nous pouvons étudier la situation et voir si nos lignes de transmission... Ce que nous faisons d'habitude, lorsque les coûts de production de l'énergie sont meilleurs que les nôtres, c'est que nous disons être prêts à acheter l'énergie en question et à l'utiliser, quitte à exporter tout ce que nous n'utilisons pas.

La présidente: Tant mieux pour vous.

M. Thompson: Nous pourrions y revenir plus tard. Peut-être pourrions-nous maintenant parler brièvement de gestion des déchets. Nous voudrions vous faire part de notre propre perspective sur toute cette question de gestion des déchets et apporter quelques éclaircissements. La gestion des déchets se divise en trois périodes: les dix premières années, les 500 premières années et au-delà. Ce qui est intéressant, c'est que nous exploitons les centrales et le combustible dans un environnement de haute pression et de haute atmosphère pendant environ un an, après quoi le combustible irradié passe dans une niche où il est conservé de façon stationnaire pendant les dix premières années. 97 p. 100 de sa radioactivité a déjà été épuisée.

Par conséquent, nous avons employé à la centrale un nombre restreint de personnes pendant la période au cours de laquelle le combustible était le plus dangereux; puis, pendant les dix années qui suivent, sur la plus longue période de 500 ans, les produits de fission s'épuisent lentement jusqu'à un dix millième de leur radioactivité.

Voilà donc pour la période suivante de 500 ans, après quoi il devient nettement souhaitable de se débarrasser en permanence des déchets nucléaires, même s'ils ne sont plus très dangereux à ce moment-là. Au-delà des 10 ans, il y a diverses options, notamment des caissons en béton avec des parois de plusieurs pieds d'épaisseur. Si l'on songe à tous les vestiges de l'activité humaine datant de milliers d'années qu'on a retrouvés, cela ne doit pas coûter bien cher de construire un contenant capable de durer des dizaines et même des centaines d'années, s'il le faut.

Je crois que le dérapage de cette question de la gestion des déchets vient de ce que tout le monde voudrait trouver une solution parfaite, alors qu'il existe d'autres solutions plus que satisfaisantes comparées à ce que nous faisons pour d'autres déchets de la société.

Nous estimons que nous nous occupons de ces déchets de façon tout à fait satisfaisante actuellement, dans le réacteur ou dans les entrepôts de combustibles irradiés, et nous ne voyons pas de problème à devoir attendre quelques dizaines d'années ou le temps qu'il faut pour trouver un cimetière permanent. On peut conserver ces déchets sur place pendant des dizaines d'années, et on le fera vraisemblablement dans ces caissons de béton. Si nous finissons par avoir un cimetière permanent au Canada, on les y transportera à ce moment-là.

[Text]

Mr. Mackenzie: I think it is worth stating that in about 500 years, the radioactivity of the wastes will be roughly the same as it was from the original uranium from which the fuel was first manufactured, which was mined and of course dispersed in the ground. It is true that there are some less desirable products in the wastes then, such as plutonium, but they are in really quite small amounts.

I can remember personally, having visited Egypt and going to the Valley of the Kings and looking at Tutenkhamon's tomb and all that, I mean, that stuff has been around for 2,000 or 3,000 years and looks almost as good as the day it was made, as far as I am concerned. I am quite sure that if we properly engineer some facilities, we are perfectly capable of putting wastes into a very safe condition to last indefinitely into the future.

The Chairman: Mr. Porter, Mr. Gagnon and I, along with Mr. Clay, visited Whiteshell, I believe it was last April or May, and certainly saw the research station there for permanent disposal.

Mr. Thompson: In terms of the long-term outlook, worldwide and in New Brunswick, we give some statistics and talk, as you are all aware, of going through the oil age and the gas age. As we go out in time, coal has some longer term potential than oil and gas and nuclear again has longer term potential than coal. Our feeling is that as we go out into the next century, the two main sources of energy for large-scale electrical developments will be coal and nuclear.

In the context of New Brunswick, we feel we are ideally suited to take advantage of both these technologies. We have gone down the nuclear route, we have an understanding of the technology, we know what is involved. As I mentioned earlier, we are well diversified. We are in a very good position to make the choice in each timeframe of what we should do. And it is very interesting as it relates to coal and nuclear, because it relates back to AECL's CANDU 400.

We are sitting in New Brunswick. There is no better test for a CANDU 400 than New Brunswick, because if you can build a CANDU 400 in New Brunswick and compete with coal-fired generation—we are on the sea coast; we can bring coal in from anywhere in the world; we have good existing sites with year-round access—you can compete with coal anywhere in the world.

I think that is what AECL is trying to prove, and it really is the ultimate test. New Brunswick is sitting there and our long-term future looks good. As I mentioned, all through the 1980s the price of electricity has been going down in real terms. If we look at our development scenario to the year 2000, it is going to continue to go down in real terms. We are just in very good shape. We have a good diversified source and we have a good location. We have interconnections with all neighbouring utilities and we have good potential for exports. We think

[Translation]

M. Mackenzie: Je précise que dans 500 ans environ, la radioactivité de ces déchets sera à peu près redevenue équivalente à la radioactivité de l'uranium utilisé au départ pour produire le combustible, un uranium provenant de mines et qui était dispersé dans le sol. Certes, il y a d'autres produits moins désirables dans ces déchets, par exemple le plutonium, mais ils sont en quantité infime.

Personnellement, je suis allé en Egypte et j'ai visité la Vallée des rois et la tombe de Tutenkhamon, et tout cela, et j'ai vu des choses qui date d'il y a 2,000 ou 3,000 ans et qui ont l'air pratiquement neuves. Je suis sûr que si nous construisons les installations correctes, nous pouvons entreposer les déchets en toute sécurité pour l'éternité.

La présidente: M. Porter, M. Gagnon et moi-même, ainsi que M. Clay, avons visité Whiteshell, en avril ou en mai je crois, et nous avons vu la station de recherche sur l'évacuation définitive.

M. Thompson: Pour ce qui est des perspectives à long terme à l'échelle planétaire et au Nouveau-Brunswick, nous donnons des statistiques et nous envisageons, comme vous le savez, la fin de l'ère du pétrole et de l'ère du gaz. À long terme, le potentiel de la houille est plus élevé que celui du pétrole et du gaz, et celui du nucléaire est encore plus élevé que celui de la houille. À notre avis, au 21^e siècle, les deux grandes sources de production d'électricité à grande échelle seront le charbon et le nucléaire.

Nous estimons que nous sommes idéalement placés au Nouveau-Brunswick pour profiter de ces deux technologies. Nous avons exploré la voie du nucléaire; nous connaissons la technologie, nous savons de quoi nous parlons. Encore une fois, nous nous sommes diversifiés. Nous sommes parfaitement placés pour faire les choix historiques qui s'imposeront. C'est très intéressant du point de vue de la comparaison entre le charbon et le nucléaire, puisque nous avons là toute la question du CANDU 400 de l'EACL.

Nous sommes au Nouveau-Brunswick. C'est l'endroit idéal pour mettre à l'épreuve le CANDU 400, car si l'on réussit, avec un CANDU 400 au Nouveau-Brunswick, à concurrencer les centrales au charbon, sachant que cette province est une province côtière qui peut faire venir du charbon de n'importe où dans le monde, qui peut s'approvisionner toute l'année sans problème, cela veut dire qu'on peut concurrencer n'importe quelle centrale au charbon n'importe où dans le monde.

Je crois que c'est ce qu'essaie de prouver l'EACL, et que c'est le test par excellence. Le Nouveau-Brunswick nous en donne l'occasion, et notre avenir est prometteur. Je le répète, au cours des années 1980, le coût de l'électricité en termes réels a baissé. D'après notre scénario jusqu'à l'an 2000, il va continuer. Nos perspectives sont excellentes. Nous avons une bonne source diversifiée et une bonne situation. Nous sommes reliés à tous les services voisins et nous avons d'excellentes perspectives d'exportation. Nous sommes parfaitement

[Texte]

we are well positioned to take advantage of, what we consider to be, the long-term sources of power for our customers, which is coal and nuclear.

• 1025

The final point is irrespective of a second nuclear unit, be it a CANDU 600 or a CANDU 400, and irrespective of the experience and the staff that we have. We cannot do it all. We do not have and cannot have the necessary technical support to do all the things that have to be done to maintain Lepreau 1 in good operating condition. The federal government has always provided that research and engineering support role through Atomic Energy of Canada and the utilities are taking a greater portion of that. As the CANDU family grows and as more and more utilities have CANDUs, more and more of the research is being supported by those operators, and that is appropriate.

However, there is a large fraction of research and specific engineering needs that have to be continued to be provided by the federal government and that, to us, is a very important point. We have bought into this technology with the full expectation that the basic technology would be sound, and that there would be specific engineering support out there to help us. That is absolutely essential, in the long run, for N.B. Power.

Roger, you may have a few points on this.

Mr. Mackenzie: I was going to say that it is a unique technology because of the public concern about it, and, because of the public concern about it, the safety scrutiny is far greater. For example, on my staff at Point Lepreau, I have 30 engineers who spend their entire time doing safety analysis and answering questions from the Atomic Energy Control Board, providing them with information. There are 200-odd people at the Atomic Energy Control Board here in Ottawa asking questions: What if this, what if that, what if the other thing? They require us to provide them with the answers. Some of the answers are becoming more and more difficult to find and we have to have laboratory testing done to demonstrate. For example, if a fuel bundle melts, how far do the fission products spread and how quickly do they spread? How soluble are they in this or that or the other thing? This is the kind of support we have to have from the federal government, from AECL.

It is becoming extremely difficult now because the federal government is cutting back AECL's grants very drastically, and what that is requiring is that the utilities contribute more and more. But this is the single type of plant we have to do that for.

When we buy a coal-fired unit, we do not have to supply huge amounts of safety analysis after it has been installed. Yet here we are at Lepreau, five years into

[Traduction]

placés pour exploiter ce que nous considérons comme les sources d'énergie à long terme de nos clients, la houille et le nucléaire.

Il y a une dernière remarque à faire, que l'on décide ou non de construire un deuxième réacteur nucléaire, un CANDU 600 ou un CANDU 400, et quels que soient l'expérience et le personnel dont nous disposons. Nous ne pouvons pas tout faire. Nous n'avons pas et nous ne pouvons pas avoir toute l'aide technique nécessaire pour réaliser toutes les conditions voulues pour que Lepreau 1 continue à fonctionner dans des conditions satisfaisantes. Le gouvernement fédéral a toujours assumé ce rôle de soutien à la recherche et au génie par le biais de l'Énergie atomique du Canada, et les services de distribution d'électricité en assument maintenant une part de plus en plus grande. Au fur et à mesure que la famille des CANDU s'étend, et que de plus en plus de compagnies d'électricité ont des CANDU, ce sont de plus en plus leurs services qui assument le poids de la recherche, et c'est normal.

Toutefois, et c'est très important pour nous, le gouvernement fédéral doit continuer à assurer une large partie de la recherche et de l'aide technique. Nous avons opté pour cette technologie avec la conviction qu'elle serait fiable et que nous disposerions d'une aide technique. C'est absolument essentiel à long terme pour N.B. Power.

Roger, vous avez peut-être quelque chose à ajouter?

M. Mackenzie: J'allais dire que c'est une technologie unique en raison de l'inquiétude qu'elle soulève auprès du public, qui fait que les contrôles de sécurité sont beaucoup plus poussés. Par exemple, j'ai dans mon personnel à Point Lepreau 30 ingénieurs qui passent tout leur temps à faire des analyses de sécurité et à répondre aux questions de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Il y a à peu près 200 personnes à cette commission à Ottawa qui passent leur temps à poser des questions du genre: et s'il arrive ceci, et s'il arrive cela? C'est à nous de fournir les réponses. Cela devient de plus en plus difficile, et nous devons quelque fois faire des essais en laboratoire pour faire la démonstration. Par exemple, si un faisceau de combustible fond, jusqu'où se répandent les produits de fission et à quelle vitesse? Dans quelle mesure sont-ils solubles dans tel ou tel composé? Voilà le genre d'aide que nous fournissons le gouvernement fédéral et l'AECL.

La situation est en train d'empirer car le gouvernement fédéral a considérablement amputé les subventions de l'AECL, et par conséquent les services d'électricité sont de plus en plus mis à contribution. Mais c'est uniquement pour ce genre d'usine que nous devons le faire.

Quand nous achetons une centrale au charbon, une fois qu'elle est installée, on ne nous demande plus de faire des tonnes d'analyses de sécurité. Et pourtant, à Lepreau,

[Text]

operation, and I still have 30 engineers at the site doing nothing but safety support work. This is a cost and it cannot be done only by the utilities. As long as the federal government is asking the questions, then the federal government has to help us to provide some of the answers.

The Chairman: That is the future of nuclear energy.

Mr. Mackenzie: We are hoping that in time it will become more accepted. In fact, the population believes it is the most dangerous way to produce electricity, but all the facts state that it is the safest. If you look at the number of deaths associated with the operation of nuclear plants, it has to be lower than any other kind of generation, hydro or anything else.

The Chairman: Mr. Mackenzie, how do we overcome that?

Mr. Mackenzie: I do not know the answer to that; I wish I did.

The Chairman: That is probably one of our leading questions to all our witnesses.

Mr. Thompson: I got involved in the nuclear debate very early on. One of the things we learned as we went along is to be entirely open and honest with the public, and we are.

• 1030

All through the construction phase, the commission phase and the operating phase, when we had the official opening of Lepreau, we opened the plant to the public. It was the first time, I think, anywhere, probably in the world, that the public was invited to walk through a nuclear power plant, and we did it during the official opening.

Mr. Mackenzie: As it was operating.

Mr. Thompson: As it was operating at 680 megawatts gross. Prior to that, before we loaded fuel into the reactor for the first time, we invited the public to come. I think we had over a weekend period 5,000 people who literally walked by the reactor face and through parts of the plant they never again would walk into as a member of the public.

Since that time, whatever problems we had at Lepreau, we officially put out a press release; for example, a week or two ago we had a small heavy water leak and we issued a statement and it was our only problem. I think the public is convinced that we are going to be open, honest and truthful. The only problem we have is with the media interpreting it in the right way. Often that does not happen because they do not necessarily get the context of the incident.

Mr. Mackenzie: The problem you get into is very well illustrated by this incident. We had this heavy water leak, which was causing us an inconvenience but not anything very significant. We decided to shut down at the end of

[Translation]

après cinq ans d'existence, je suis encore obligé de garder 30 ingénieurs qui ne font que cela. Cela coûte cher, et c'est un coût qui ne doit pas être assumé uniquement par les compagnies d'électricité. Si le gouvernement fédéral pose les questions, qu'il nous aide à fournir les réponses.

La présidente: C'est l'avenir de l'énergie nucléaire.

M. Mackenzie: Nous espérons qu'elle va finir par être mieux acceptée. En fait, les gens s'imaginent que c'est le moyen le plus dangereux de produire de l'électricité, alors qu'il est prouvé que c'est le contraire. Les usines nucléaires tuent beaucoup moins que toutes les autres centrales, hydro-électriques ou autres.

La présidente: Monsieur Mackenzie, qu'est-ce qu'il faut faire?

M. Mackenzie: Je ne sais pas; j'aimerais le savoir.

La présidente: C'est probablement l'une des questions cruciales que nous posons à nos témoins.

M. Thompson: J'ai participé très tôt au débat sur le nucléaire. Il y a une chose que nous avons apprise, c'est qu'il fallait être parfaitement francs et honnêtes avec le public, et c'est ce que nous faisons.

Pendant toute la construction, la mise en oeuvre et la phase d'exploitation, et quand Lepreau a été inaugurée, la centrale est restée ouverte au public. Je crois que c'est la première fois au monde que le public était invité à visiter une usine nucléaire, et nous l'avons fait le jour de l'ouverture officielle.

M. Mackenzie: Et elle fonctionnait.

M. Thompson: Elle avait effectivement une production brute de 680 mégawatts. Avant cela, avant de charger le réacteur pour la première fois, nous avons invité le public. Je crois que nous avons eu plus de 5,000 visiteurs en une fin de semaine qui se sont promenés devant le réacteur et dans des endroits de la centrale qui ne seront jamais ouverts au public.

Depuis, à chaque fois que nous avons eu un problème à Lepreau, nous avons publié un communiqué de presse officiel. Par exemple, il y a une semaine ou deux, nous avons eu une légère fuite d'eau lourde, et nous avons annoncé que c'était notre seul problème. Je pense que le public est convaincu de notre volonté d'être honnête et de dire la vérité. La seule difficulté, c'est d'obtenir une interprétation correcte des médias. Souvent, ce n'est pas ce qui se produit, parce que les journalistes ne tiennent pas nécessairement compte du contexte de l'incident.

M. Mackenzie: Cet incident illustre parfaitement ce que vous dites. Nous avons eu cette fuite d'eau lourde qui a constitué un inconvenient mais qui ne présentait aucun danger grave. Nous avons décidé de fermer la centrale à la

[Texte]

the week so we could work on it over a weekend. We were planning to shut down Thursday noon, and on the Tuesday we made the press announcement. That day I had an interview with at least ten radio stations, three or four newspapers and two television companies. The next day there were three or four television people who came to the site. Since then, we were down for two days and back up again. We found the leak within a few hours of shutting down, repaired it and came back online.

I have had calls from Japan since then because it got into the local press, it got into *The Globe and Mail* and it finally got into the Japanese newspapers. Tokyo Electric phoned up to ask us what was the problem.

As far as I am concerned, it was a minor problem, a very minor one, and it occurs at all nuclear power stations. We made the announcement to try to be upfront and open. However, if this is the kind of press coverage we are going to get, I wonder what—

The Chairman: Forget it.

Mr. Mackenzie: Yes.

Mr. Thompson: I think our philosophy is that it will pay off in the longer run.

The public will understand, and the media will understand. We sat down with the Radio-Television News Directors Association and established the criteria for incidents they think are reportable. We established our criteria and we report by that criteria. Yet we still run into incidences where the reporting is taken out of context. This is part of the answer to this; it has to be public trust.

The Chairman: It is education.

Mr. Thompson: It is education and it is—

Mr. Mackenzie: It was thought that Lepreau was having another leak, according to the way they put it, as if the place is leak-ridden and poorly operating. It is in fact one of the best in the world.

The Chairman: It is one of the best, right.

Mr. Mackenzie: As I said earlier, I wish I knew a way around it because I certainly do not wish to hide anything from the public. We should be open and upright. But there has to be some co-operation from the media as well.

The Chairman: What would happen if Lepreau went out of commission for a month or two months if something happened? Can you cover it?

Mr. Thompson: We have a generation equalization reserve. The unit is designed to run 80% of the time. It is run on average 92% of the time. So any moneys that we benefit by running that extra time we put into a fund for some subsequent time when it runs below the 80% capacity factor. There is a reserve there and I believe our long-term objective is to have a fund that would allow us to have something like a year's outage of Lepreau. There

[Traduction]

fin de la semaine de façon à pouvoir réparer pendant la fin de semaine. Nous avons décidé de la fermer le jeudi soir, et nous avons publié notre communiqué le mardi. Ce jour-là, j'ai été interviewé par au moins une dizaine de stations de radio, trois ou quatre journaux et deux compagnies de télévision. Le lendemain, trois ou quatre équipes de télévision sont venues sur place. Depuis, nous avons fermé deux jours et nous avons repris nos activités. Nous avons trouvé la fuite en quelques heures, nous l'avons réparée et nous avons remis la centrale en route.

Pourtant, on m'a téléphoné du Japon parce que cette nouvelle avait été reprise dans les journaux locaux, dans le *Globe and Mail* et finalement dans les journaux japonais. Tokyo Electric m'a téléphoné pour savoir ce qui s'était passé.

Personnellement, je considère qu'il s'agissait d'un problème minime, qui peut se produire dans toutes les centrales nucléaires. Nous l'avons annoncé par souci d'honnêteté. Mais si c'est le genre de remous que cela cause dans la presse, je me demande. . .

La présidente: Laissez tomber?

M. Mackenzie: Oui.

M. Thompson: Nous espérons qu'à long terme, cette attitude sera payante.

Le public comprendra et les médias aussi. Nous avons discuté avec l'Association canadienne des directeurs de l'information en radio-télévision des critères qui justifient à leur avis la publication d'un communiqué sur un incident. Nous avons établi des critères que nous respectons. Malgré cela, il arrive que ces incidents soient sortis de leur contexte. C'est une partie de la réponse, il faut obtenir la confiance du public.

La présidente: C'est une question d'éducation.

M. Thompson: D'éducation et. . .

M. Mackenzie: D'après la façon dont l'incident a été relaté, on avait l'impression que Lepreau était truffé de fuites, alors que c'est l'une des meilleures centrales du monde.

La présidente: C'est vrai.

M. Mackenzie: Encore une fois, j'aimerais trouver une solution, car nous souhaitons être parfaitement francs avec le public. Nous devons jouer le jeu, mais il faut que les médias jouent le jeu de leur côté.

La présidente: Que se passerait-il s'il y avait un incident et que Lepreau doive rester fermée un mois ou deux mois? Pourriez-vous faire face?

M. Thompson: Nous avons une réserve de stabilisation. La centrale est conçue pour fonctionner 80 p. 100 du temps. En moyenne, elle fonctionne 92 p. 100 du temps. Les fonds que nous rapporte ce temps supplémentaire sont mis de côté en vue de périodes où la centrale tournera en-dessous du seuil de 80 p. 100. Nous avons donc cette réserve, et notre objectif à long terme serait d'avoir l'équivalent de la production d'un an de Lepreau.

[Text]

is a portion of the fund that covers abnormal hydro conditions as well.

The Chairman: Take your peak time, through extremely cold weather, in-province and something happens.

Mr. Mackenzie: That is a very significant thing. This year was a good example because there were periods this year when every generator we had was at full load but we were still exporting to the U.S. If we had cut back the exports we had to the U.S. and, essentially, cut them off—

The Chairman: Those are agreements, are they not, Mr. Mackenzie?

Mr. Mackenzie: Not if Lepreau is down. If Lepreau is down, they lose their export, in the same way as we lose it.

• 1035

The rest of them are all economy, so we can cut those off. I think we just about have enough capacity... in fact, we do have enough capacity, because we have to carry a reserve of 400 megawatts, which is our share of Lepreau. So we have enough capacity to meet the in-province load only without Lepreau.

Mr. Thompson: There are two factors. One is that Lepreau to us is only 400 megawatts in size. Therefore, if we lose Lepreau, we have to replace 400 megawatts. So we have to have that capacity on hand to do that—and we do.

As I mentioned, though, the sales into the U.S. made the plant financially tractable. We could never have entertained building a nuclear unit in New Brunswick had we not had our interconnections. Now Lepreau could go off line this moment and you would never know in New Brunswick—you would not even see the lights flicker—because we are interconnected with a 20,000-megawatt system in Quebec and a 20,000-megawatt system in New England, and our system of 3,000 megawatts is relatively small. So instantaneously adjustments are made on those interconnections to compensate for those 400 megawatts. Then we have a number of minutes to bring our own generation on line to fill that void.

The Chairman: I see.

Mr. Thompson: But as an isolated system it would be virtually impossible to have a CANDU 600—

Mr. Mackenzie: It is an interesting fact that when the single line to the U.S. tie is open, which is very rare—once a year or so it will be opened—we have to back the Lepreau load down by 100 megawatts. If we did not do that and Lepreau tripped, it would black out the entire Maritime region of Canada.

Mr. Gagnon: This has just been a fascinating presentation, gentlemen.

[Translation]

Ce fonds sert aussi, en partie, à couvrir les conditions anormales de production hydro-électrique.

La présidente: Prenons le cas d'une période de pointe, par temps très froid, si un incident se produisait.

M. Mackenzie: C'est très important. Nous en avons eu un bon exemple cette année, car il y a eu des périodes où toutes nos génératrices tournaient à plein rendement, mais où nous exportions quand même aux États-Unis. Si nous avions interrompu nos exportations vers les États-Unis...

La présidente: Mais ce sont des accords, n'est-ce pas, monsieur Mackenzie?

M. Mackenzie: Pas si Lepreau est arrêtée. Si Lepreau ferme, ils perdent leurs exportations, comme nous.

Les autres sont accessoires de sorte que nous pouvons les interrompre. En fait, nous disposons d'une capacité suffisante étant donné que nous devons maintenir une réserve de 400 mégawatts, ce qui est notre part de Lepreau. Nous pourrions donc satisfaire aux besoins de la province sans Lepreau.

M. Thompson: Deux facteurs entrent en ligne de compte. D'une part, pour nous Lepreau ne représente que 400 mégawatts. Par conséquent, si nous perdons cette production, nous ne devons remplacer que 400 mégawatts. Il faut donc avoir cette capacité à portée de la main et nous l'avons.

Toutefois, comme je l'ai déjà mentionné, les ventes au marché américain ont rendu le projet financièrement viable. Nous n'aurions jamais pu envisager de construire une centrale nucléaire au Nouveau-Brunswick sans nos interconnections. En fait, Lepreau pourrait tomber en panne sans même qu'on s'en ressente au Nouveau-Brunswick parce que nous sommes reliés à un réseau de 20,000 mégawatts au Québec et 20,000 mégawatts en Nouvelle-Angleterre et que notre réseau de 3,000 mégawatts est proportionnellement petit. Des ajustements peuvent donc être apportés instantanément grâce à ces interconnections pour compenser les 400 mégawatts manquants. Il suffit ensuite de quelques minutes pour combler ce vide.

La présidente: Je vois.

M. Thompson: Mais en tant que réseau isolé, il serait impossible d'avoir un CANDU 600...

M. Mackenzie: Il est intéressant de noter que lorsque la ligne unique vers les États-Unis est ouverte, ce qui est très rare, une fois par année, il faut réduire la production de Lepreau de 100 mégawatts. Autrement, s'il y avait une panne à Lepreau, toutes les Maritimes du Canada se retrouveraient dans le noir.

M. Gagnon: Vous nous avez fait un exposé fascinant, messieurs.

[Texte]

The Chairman: Yes, it has.

Mr. Gagnon: I sure would like to thank you for coming and thank you again for changing your plans to tie into our changes.

Would you explain what the variations in the Canadian dollar versus the U.S. dollar do, first, for your debt load, which I notice is quite a large debt load in U.S. dollars, and secondly, to your sales to the United States?

Mr. Thompson: Off the top of my head, I think I recall the number that a 1¢ change is worth about \$3 million or \$4 million to us.

Mr. Mackenzie: It is \$3 million a year.

Mr. Thompson: A 1¢ change in the Canadian dollar means a \$3 million difference in our bottom line.

Mr. Gagnon: Beneficial.

Mr. Mackenzie: Either way. If it goes up, it is \$3 million on our bottom line in our favour. If it goes down, it is \$3 million on our bottom line against us.

Mr. Gagnon: So inasmuch as the Canadian has climbed to almost 80¢, you are just delighted.

Mr. Thompson: That is correct.

The other portion of the U.S. sale... that essentially covers us for a portion of that debt, because the foreign exchange loss is built into the cost we bill the American customers. So to the extent that the Canadian dollar falls, part of the operating cost of Lepreau is a foreign-exchange loss, which they pay.

The Chairman: If the Canadian dollar goes up, which is advantageous to you, it does not change the rates.

Mr. Thompson: No. But it is a down-side coverage.

Mr. Mackenzie: If the dollar goes up, the participants have to pay more in their U.S. dollars for the power they are getting. If the dollar goes down, they pay less.

The Chairman: Okay, I see it.

Mr. Gagnon: I am going to have to think about that one. Thank you.

Mr. Thompson: That is separate from the bill.

Mr. Mackenzie: Every month they get billed for the power they—

The Chairman: You are talking about the consumer.

Mr. Mackenzie: I am talking about the power utilities in the U.S. that buy power off Lepreau. They are paying for a proportion of our costs, and we bill those in Canadian dollars, which are then translated into U.S. dollars, which they pay. Now, obviously if their dollar is at a disadvantage to the Canadian, they pay more. If it is at an advantage, they pay less.

Mr. Thompson: But separate from that, as part of the bill, there is a foreign exchange component. If the dollar

[Traduction]

La présidente: En effet.

M. Gagnon: Je tiens à vous remercier d'être venu et d'avoir changé vos plans pour nous accommoder.

Pourriez-vous nous expliquer comment les fluctuations de la monnaie canadienne, par rapport au dollar américain, se répercutent, premièrement sur votre dette, qui semble assez importante en dollars américains, et deuxièmement sur vos ventes aux États-Unis?

M. Thompson: Au pied-levé, je crois me souvenir qu'une fluctuation de 1c. représente de 3 à 4 millions de dollars pour nous.

M. Mackenzie: C'est 3 millions de dollars par année.

M. Thompson: Une fluctuation de 1c. de la monnaie canadienne représente une différence nette de 3 millions de dollars.

M. Gagnon: A votre avantage.

M. Mackenzie: L'un ou l'autre. S'il s'agit d'une hausse, c'est 3 millions de dollars à notre avantage. S'il s'agit d'une baisse, c'est 3 millions de dollars à notre détriment.

M. Gagnon: Vous êtes donc ravi que le dollar canadien ait atteint presque 80¢.

M. Thompson: En effet.

Nous sommes aussi essentiellement couverts parce que toute perte sur le change fait partie du prix que nous facturons à nos clients américains. Par conséquent si le dollar canadien baisse, une partie des frais d'exploitation de Lepreau est portée à leur compte.

La présidente: Si le dollar canadien monte, ce qui est avantageux pour vous, les tarifs ne changent pas.

M. Thompson: Non, cette disposition ne touche que les baisses.

M. Mackenzie: Si le dollar monte, les participants doivent payer plus en dollars américains pour leur électricité. Si le dollar baisse, ils paient moins.

La présidente: Je comprends.

M. Gagnon: Il faudra que j'y réfléchisse. Merci.

M. Thompson: Cela ne fait pas partie de la facture.

M. Mackenzie: Chaque mois, ils reçoivent une facture d'électricité... .

La présidente: Vous parlez du consommateur.

M. Mackenzie: Je parle des compagnies d'électricité américaines qui achètent de l'électricité de Lepreau. Elles assument une partie de nos frais, que nous facturons en dollars canadiens, et qui sont ensuite convertis en dollars américains. Évidemment, si leur dollar baisse par rapport au dollar canadien, ils paient plus. Dans le cas contraire, ils paient moins.

M. Thompson: Mais en plus de cela, la composante du taux de change fait aussi partie de la facture. Si le dollar

[Text]

is falling, then we are protected, in the sense that we build that into the bill. The number of dollars they have to use to pay the bill is less, but it is part of the bill, just as—

• 1040

Mr. Mackenzie: There is another very interesting thing. A lot of the money that is borrowed to build Lepreau is borrowed in the U.S., so if the Canadian dollar goes down, our costs go up. Those costs are then billed to the Americans as increased costs because of the drop in the Canadian. . . So we get more money for that.

Mr. Gagnon: I guess my only comment is with respect to your outstanding, long-term debt with the U.S.—\$60 million, 17%; \$75 million, 16 1/4%. Both of those will be done in a year. The \$100 million at 15% is due May 1, 1991. I take it you are just going to be delighted to have those—

Mr. Thompson: Absolutely.

Mr. Mackenzie: There has in fact been no rate increase in New Brunswick in the last three years, and it is not expected there will be one next year, either. The reason is those. . . unless oil prices go up. If oil prices go back up again, then it is a different ball game.

Mr. Thompson: Again, that was part of the problem in that late 1970s period of high inflation, high interest rates, near the end of the project. We did get into some six-seven year money at 15% and 17%.

Mr. Porter: May I, too, extend to you our thanks and our apologies for the changing of our time schedule.

Just a couple of things before I ask you a question. First of all, I am glad to see that someone is delighted in the change with the dollar structure. I am in the cattle business and I look at it from just exactly the opposite direction.

You were taking about public perception of the nuclear industry. It is something that comes up and you obviously have detractors. We have had some of them appear before this committee expressing concerns. I think the public wants power at a reasonable cost. As long as they switch the light on, I do not think they are that concerned about the source of it. However, when you start talking about nuclear energy and almost any use, the public perception seems to be Hiroshima, Three Mile Island, the movie *The China Syndrome*. It seems to be something—I have asked this before—of trying to educate and I guess alleviate the concerns the public has there.

A comment was made the other day when several of us were at Chalk River, relating to electricity. I think it was said there that if Edison had invented the electric chair instead of the lightbulb, it might have taken some time to get the public's response to change. However, you may wish to comment on that. I know there are people

[Translation]

baisse, nous sommes protégés parce que c'est inclus dans la facture. Ils ont besoin de moins de dollars pour acquitter la facture, mais la facture reste la même comme. . .

M. Mackenzie: Il faut signaler aussi que beaucoup du capital pour la construction de Lepreau a été emprunté aux États-Unis, ainsi une baisse du dollar canadien entraîne une augmentation de nos coûts. Cette hausse se répercute ensuite sur les coûts facturés aux clients américains. . . Alors nous avons des revenus plus élevés.

M. Gagnon: Ma seule observation concerne la dette aux États-Unis, 60 millions de dollars à 17 p. 100 et 75 millions de dollars à 16 1/4 p. 100. Ces deux prêts seront remboursés dans un an. La date d'échéance du prêt de 100 millions de dollars à 15 p. 100 est le 1^{er} mai 1991. Vous serez sans doute ravi de les avoir. . .

M. Thompson: Tout à fait.

M. Mackenzie: Il n'y a pas eu d'augmentation du tarif au Nouveau-Brunswick depuis trois ans et nous n'en prévoyons pas l'année prochaine non plus. A condition qu'il n'y ait pas de hausse des prix du pétrole. Dans ce cas-là, le scénario aura changé.

M. Thompson: C'était en partie le problème à la fin des années 1970, vers la fin du projet, c'était une période d'inflation et de taux d'intérêt élevés. Nous avons fait certains emprunts pour six ou sept ans à 15 p. 100 et 17 p. 100.

M. Porter: Je voudrais aussi vous présenter nos excuses et vous remercier d'avoir accepté ce changement d'horaire.

Tout d'abord, quelques observations avant de poser des questions. Je me réjouis de voir que le cours actuel du dollar canadien profite à certains. Je suis éleveur de bétail et cette tendance va tout à fait à l'encontre de mes intérêts.

Vous avez parlé de la perception publique de l'industrie nucléaire. C'est une question qui se pose et vous avez évidemment des adversaires. Certains sont venus ici exprimé leurs inquiétudes. Je pense que la population veut obtenir de l'électricité à des tarifs raisonnables. Du moment que la lumière s'allume, peu lui importe la source de cette électricité. Mais dès qu'on mentionne l'énergie nucléaire, pour quelque usage que ce soit, on semble penser tout de suite à Hiroshima, Three Mile Island, et au film *The China Syndrome*. J'ai donc l'impression qu'il y a un travail d'éducation à faire pour dissiper ces craintes.

Lors de la visite de certains membres du Comité à Chalk River, quelqu'un a dit que si Edison avait inventé la chaise électrique au lieu de l'ampoule, il aurait fallu sans doute du temps pour changer la perception du public. Vous aurez peut-être quelque chose à dire là-dessus. Je sais qu'il y a des responsables dans le secteur

[Texte]

involved in the nuclear sector who are trying to do more in the way of public relations.

Earlier you were talking about the purchases from Hydro-Québec. I gather that is going to diminish considerably and in fact, in time, dry up completely. What long-term effect is it going to have on you?

Mr. Thompson: We have just signed an agreement with Quebec that goes out to 1994. As we mentioned earlier, at the present time we buy surplus, interruptable power from Quebec. We have just entered into an agreement, to be signed this month, which goes out to 1994 and essentially firms up that energy. It becomes a firm energy contract, guaranteed quantities for the year, guaranteed prices for the year, out to 1994.

We did that because we were concerned about the decreasing availability of so-called surplus or hour-by-hour interruptable power, so we firmed it up. It goes out to 1994. It has given us some breathing room in our planning horizon and it will likely allow us now to build this 400-megawatt coal-fired unit we mentioned earlier.

Beyond that time, I think we will continue to... we have a very good relationship with Hydro-Québec. It has gone on since 1970, I guess 1972 with the major interconnections. Our largest interconnections are with Quebec. We have 1,000 megawatts of interconnection with Quebec. They are aggressively marketing the U.S. and exporting into the U.S. We watch what it is that they are exporting and try to have ongoing discussions with them to make sure that we know what it is they have available and if it is of any interest to us. At the present time, we do not see buying firm power from them beyond that 1994 period as a better option than building our own coal-fired plant. But those options will continue to be explored as time goes on.

• 1045

Mr. Porter: Was the 6.7 billion kilowatt-hours purchased in 1986-87 a peak or was that starting to come down? What was the upper limit of your—

Mr. Thompson: If you look at the annual report, you will see that it was down a little bit. We peaked I think the year before, when we brought in the second 500 megawatt tie with Quebec, but we purchased 6.6 billion or 6.7 billion last year. We purchased 7 billion the year before. I think 7 billion was the peak, but it is going down. In fact this winter there have been many days when there has been no surplus power available from Quebec to our system. We could see that it was going to continue to diminish. In fact, we were told, and their development plans tell us as well, that there was going to be nothing available in 1994. So we now have this firm energy agreement that takes us to that period.

[Traduction]

nucléaire qui essaient de faire davantage en matière de relations publiques.

Tout à l'heure vous parliez des achats à Hydro-Québec. Si j'ai bien compris, il y aura une diminution considérable et, avec le temps, un arrêt définitif. Quel sera l'effet à long terme sur vous?

M. Thompson: Nous venons de signer une entente avec le Québec, elle sera en vigueur jusqu'en 1994. Comme nous l'avons déjà expliqué, à présent nous achetons la production excédentaire, donc irrégulière. Nous venons de conclure un accord, qui sera signé ce mois, pour la période allant jusqu'à 1994. Il s'agit donc d'un approvisionnement ferme. Les quantités et les prix sont garantis pour chaque année jusqu'en 1994.

Nous avons pris cette mesure parce que nous pouvions compter de moins en moins sur cette production excédentaire susceptible d'être interrompue à tout moment, nous avons donc préféré des conditions fermes. L'entente sera en vigueur jusqu'en 1994. Cela nous a donné un moment de répit dans la planification de nos projets d'avenir et nous permettra sans doute de construire cette centrale électrique au charbon de 400 mégawatts que nous avons mentionnée tout à l'heure.

Après cette période, je crois que nous allons continuer à... Nous avons de très bons rapports avec Hydro-Québec, nous avons des raccordements importants depuis 1972. Nos raccordements les plus importants sont avec le Québec, il s'agit de 1,000 mégawatts. Hydro-Québec fait des efforts très poussés de commercialisation aux États-Unis et fait déjà des exportations. Nous suivons la situation et nous restons en contact régulier pour savoir quelle est sa production et s'il aurait quelque chose d'intéressant à nous proposer. Pour l'instant, nous ne croyons pas qu'il soit plus souhaitable d'acheter leur électricité au-delà de 1994 que de construire notre propre centrale alimentée au charbon. Mais ces différentes options continueront d'être étudiées.

M. Porter: Les 6,7 milliards de kilowatts-heures achetés en 1986-1987 ont-ils été une pointe ou s'agissait-il déjà d'un ralentissement? S'agit-il de la limite supérieure... .

M. Thompson: Notre rapport annuel montre qu'il y avait déjà eu un léger ralentissement. Le sommet a été l'année précédente, je crois, lorsque nous avons mis en place le deuxième raccordement de 500 mégawatts avec le Québec, mais nous avons acheté 6.6 à 6.7 milliards l'an dernier. Nous avons acheté 7 milliards l'année précédente, un maximum, mais il commence à baisser. En fait, cet hiver, pendant bien des jours, aucun excédent d'électricité du Québec n'était disponible pour notre réseau. Nous avons pu constater que ses excédents allaient encore diminuer. En fait, on nous a dit, comme nous l'indique aussi leurs projets de développement, que rien ne serait disponible en 1994. Nous avons donc un contrat ferme jusqu'à cette date.

[Text]

Mr. Mackenzie: One of the slides showed you how high the prices are in some U.S. areas compared to here. Hydro-Québec is able to get twice as much money from sales into the U.S. than we consider economic to buy power at from them. We always ask for the option to buy the power at the price at which they are offering it to the U.S. That is our principle, that we should always have that offer.

However, if they can get a lot more for it by selling it into the U.S., then obviously we should be building our own plants. That is what we see in the future, that we can build plants and generate it cheaper. They will be able to sell it to the U.S. for higher prices than we are willing to pay. That is the way it will go.

Mr. Porter: I think you mentioned a 14% reduction rate to New Brunswick customers. Is that an across-the-board reduction or is there a higher rate for commercial users than there is for ordinary customers? I think you said it was over—

Mr. Thompson: It is essentially an across-the-board reduction. It flows into our books. Is is not attributed to any particular sector or group. But it does represent a considerable saving to our customers. It is about half and half. Half of it are benefits from purchases and roughly half are profits from exports.

Mr. Mackenzie: An earlier comment was made that we have this opposition in the world. Until quite recently our utility did not feel it was their business to defend their actions in going nuclear. We got all this criticism from the anti-nuclear people. The press presented the stories as a sort of small-town guy who did not have any resources to fight the big Goliath utilities. But they were very skilled people and they put their point across very well. The utilities chose not to reply to them, by and large. If you did, if you put out advertisements that said what you were doing and explained why, these people stood up and said, hey, do not spend your money advertising how good you are. Spend your money reducing the power costs so we do not have to pay so much.

But what we are doing now is more. We are showing the public our plants. We have tour after tour of high school students through Lepreau. We have two or three groups of high school students and science teachers a week. It is quite a problem for me because my staff has to show them around.

In addition in New Brunswick we have an annual Canadian Nuclear Association Convention, and it has now picked up across Canada. This year it is going to be held in Winnipeg in June. Last year it was in Saint John, New Brunswick. We had a science teachers' day. We invited all the science teachers and had special lecture series for them. We gave them tours of the plant and we answered any of the questions they had. We had more than 100 high school teachers from the New Brunswick school system in.

[Translation]

M. Mackenzie: Vous avez vu sur une des diapositives le niveau élevé des prix dans certaines régions américaines par comparaison avec nous. Hydro-Québec peut vendre sa production au marché américain deux fois plus cher que nous ne jugeons rentable de la lui acheter. Nous avons toujours demandé l'option d'acheter l'électricité au prix auquel il est offert aux États-Unis. Nous avons pour principe de toujours conserver cette option.

Toutefois, si le marché américain est si avantageux pour eux, nous devons évidemment penser à construire nos propres centrales. C'est ce que nous envisageons dans l'avenir, construire nos propres centrales et produire de l'électricité moins cher. Le Québec pourra toujours vendre son électricité aux États-Unis à des prix trop élevés pour nous. Cette tendance se maintiendra.

M. Porter: Vous avez parlé d'une réduction de 14 p. 100 pour les clients du Nouveau-Brunswick. S'agit-il d'une réduction générale ou le tarif est-il plus élevé pour les usagers commerciaux par rapport au service résidentiel? Je crois que vous avez dit. . .

M. Thompson: C'est plutôt une réduction générale qui ne vise aucun secteur au groupe en particulier. Mais elle représente en effet des économies appréciables pour nos consommateurs. La moitié provient d'acquisitions avantageuses et environ la moitié des bénéfices au titre des exportations.

M. Mackenzie: On a parlé de l'opposition de plus en plus grande dans le monde. Jusqu'à tout récemment, notre société ne trouvait pas qu'il lui appartenait de défendre son choix du nucléaire. Nous avons été critiqué avec virulence par les opposants au nucléaire. Dans la presse, on a fait allusion à un combat entre David et Goliath, le citoyen ordinaire et les grandes sociétés. Mais il s'agissait de gens très compétents qui ont bien fait passer leur message. De façon générale, les sociétés d'utilité publique ont décidé de ne pas leur répondre. Autrement, si l'on expliquait son choix en plaçant des annonces dans les journaux, ces mêmes personnes nous critiquaient de consacrer notre argent à faire notre propre publicité plutôt qu'à réduire les coûts de l'électricité.

Mais nous faisons plus maintenant. Nous faisons visiter nos installations à la population. Nous ne cessons d'organiser des visites d'étudiants d'écoles secondaires à la centrale Lepreau. Chaque semaine, nous accueillons deux ou trois groupes d'étudiants et de professeurs de sciences d'écoles secondaires. Cela me complique vraiment la tâche parce que mon personnel doit les accompagner.

De plus, nous tenons au Nouveau-Brunswick un congrès annuel de l'Association nucléaire canadienne, et notre exemple est maintenant suivi un peu partout au Canada. Il aura lieu cette année à Winnipeg en juin. L'an dernier, il a eu lieu à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick. Nous avons eu une journée des professeurs de sciences. Nous avons invité tous les professeurs de sciences à une série de conférences spéciales. Nous leur avons fait visiter la centrale et avons répondu à toutes leurs questions. Nous avons ainsi accueilli plus de 100 professeurs des écoles du Nouveau-Brunswick.

[Texte]

I think we are going to continue to do this. Those are the sorts of things we have to do. We have to get to the children. We have to get them up to speed on nuclear benefits as well as hazards, and there is no denying there are hazards. You did not mention Chernobyl. In my view, all the ones you mentioned were minor, including Three Mile Island. But Chernobyl was a major accident, and that is an accident that must never happen again.

• 1050

Mr. Porter: To follow up on that, and as I mentioned earlier, we have had witnesses here with certainly a somewhat different view, and at the time I was surprised at the funding being spent on the publications they were sending out—not only on the hazards of nuclear power, but on the cost, efficiency, those those types of things. I think you recall that at the time. It is a considerable expenditure, and it looked like a lot of press that was being issued to the public in one form or another. So it is obvious that there is a need on the part of your industry to continue and to make sure that the public is at least aware of both sides of this issue. It is a contentious thing out there, and I am sure that the public, as in many other issues, is very unaware of some of the things that go on. They do have that misconception, I think, about it.

Mr. Gagnon: What capacity would you have for extra 600-megawatt plants at that site?

Mr. Mackenzie: Three more.

The Chairman: We had witnesses from parallel power, co-generation before us the day before yesterday. Has New Brunswick looked at other sources of generating power such as waste or co-generation or wind or solar?

Mr. Thompson: That is a very interesting point. As I say, we are already quite well diversified. The circulating fluidized bed has the potential to burn a wide range of fuels, including things like garbage.

The Government of New Brunswick has called for expressions of interest in a parallel generation type of wood-fired generator, to be built in the Sussex area of New Brunswick. They have had a number of expressions of interest, and now they are going to the next stage of getting ready for calling for detailed proposals. The utilities such as N.B. Power will be asked what that power is worth to them, and we are now in the process of evaluating that.

The concept in New Brunswick is that it will be done by private enterprise, and the government feels that there is a certain socio-economic benefit of utilizing the wood resource, from a forest management point of view.

The evidence suggests—and there are a number of these plants in Maine—that they will likely be more expensive than a 400-megawatt coal-fired unit, for instance. So the difference will likely have to be attributed to social and economic benefit.

[Traduction]

Je crois que nous continuerons dans cette voie. C'est le genre de chose que nous devons faire. Nous devons rejoindre les enfants. Il faut les mettre au courant des avantages aussi bien que des risques du nucléaire et on ne peut nier les risques. Vous n'avez pas parlé de Chernobyl. A mon avis, tous les autres sont des incidents mineurs, y compris Three Mile Island. Mais Chernobyl était un accident important, et un accident qui ne doit jamais se reproduire ailleurs.

M. Porter: Dans le même ordre d'idées, comme je l'ai déjà dit, nous avons entendu des témoins dont le point de vue est totalement différent et j'ai été étonné, des fonds consacrés à leur publication, non seulement sur les risques de l'énergie nucléaire, mais sur les coûts, l'efficacité, etc. Je suppose que vous vous en souvenez. Il s'agit donc de dépenses considérables consacrées à la publicité auprès de la population sous une forme ou une autre. Il est donc évident que l'industrie se doit de poursuivre ses efforts et de s'assurer qu'on présente les deux côtés de la médaille à la population. Il s'agit d'un sujet fort controversé et je suis sûr que la population ignore bien des choses, comme c'est souvent le cas. Bien des malentendus existent à cet égard.

M. Gagnon: Combien de centrales de 600 mégawatts supplémentaires pourriez-vous avoir à cet emplacement?

M. Mackenzie: Trois de plus.

La présidente: Avant-hier, nous avons entendu des témoins favorables aux énergies de remplacement et aux centrales mixtes. Le Nouveau-Brunswick a-t-il envisagé d'autres sources d'électricité comme l'énergie éolienne ou solaire, les centrales mixtes?

M. Thompson: C'est une question fort intéressante. Comme je l'ai dit, nous sommes déjà assez diversifiés. La méthode des lits fluidisés permettrait de brûler une grande variété de combustibles, y compris des déchets.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a cherché à savoir qui serait intéressé à la construction d'une centrale alimentée au bois dans la région Sussex du Nouveau-Brunswick. Un certain nombre de personnes ont exprimé leur intérêt et le gouvernement se prépare maintenant à demander des soumissions détaillées. On demandera aux sociétés d'électricité, comme la N.B. Power, d'évaluer cette production, et nous sommes en train de le faire.

Au Nouveau-Brunswick, on pense confier cet aspect au secteur privé, et le gouvernement estime qu'il peut être avantageux du point de vue de la gestion des forêts d'utiliser le bois comme matière première.

D'après nos données, et un certain nombre d'installations du genre existent dans le Maine, elles seront plus coûteuses qu'une unité de 400 mégawatts alimentée au charbon, par exemple. Sa construction serait donc plutôt justifiée du point de vue des avantages socio-économiques.

[Text]

The Chairman: Do you have any policy in place today on purchasing private power?

Mr. Thompson: Yes, we do, and we do purchase—

Mr. Mackenzie: From paper mills.

Mr. Thompson: There are a number of co-generators in the province. A number of the large pulp and paper mills have their own turbines and take processed steam from those turbines and generate electricity. There are times when it is surplus, and we do buy from them.

The Chairman: Do you know what percentage?

Mr. Mackenzie: Ten megawatts.

Mr. Thompson: I have it in another brief that I am going to leave with you, which we have presented to the Energy Options people.

The Chairman: All right. Thank you very much.

Mr. Thompson: I think it is less than 1% of our energy; 0.2%, I believe, is supplied by parallel generators. These are not dedicated suppliers; these are just surplus at their own wish. We pay them a little less than we pay Hydro-Québec. I think we pay them roughly 70% of our oil-fired cost, compared to the 80% we pay to Quebec.

The Chairman: One of the major concerns of the parallel power type of people is that the provincial utilities do not pay federal tax. Their other major concern was the research moneys AECL gets from the federal government: they feel that everybody should be on "a level playing field".

I was very pleased to hear you, Mr. Thompson, support Atomic Energy of Canada Limited, and especially the research they are doing at Chalk River. You are quite right that their budget has been cut, and it appears it will continue to be cut. They are having great difficulties in just making ends meet today as it is.

• 1055

Personally I am very pleased to hear you support it, and I think it is something the federal government is simply going to have to take a look at and make a decision on because they cannot continue the way they are going.

Mr. Thompson: We address that question of federal taxes in our *Energy Options* brief, which we will leave with you. I think the bottom line is that we conclude that it is not a significant factor because if you did pay taxes there would be other ways that you would write off your assets to compensate. In terms of the level playing field, there are large numbers of dollars of incentives that the oil and gas industries have had which are not put into that equation either.

The Chairman: That is true, but perhaps they felt they should be treated equally, that there should be some funding for research and development on alternative fuels and alternative power sources.

[Translation]

La présidente: Existe-t-il actuellement une politique à l'égard des achats d'électricité aux entreprises privées?

M. Thompson: Oui, et nous achetons. . .

M. Mackenzie: Des fabriques de papier.

M. Thompson: Il y a un certain nombre de centrales mixtes dans la province. Certaines grandes fabriques de pâtes et papiers produisent de l'électricité à partir de la vapeur provenant des turbines. Il y a parfois des excédents, et nous achetons leur électricité.

La présidente: Savez-vous quel pourcentage?

M. Mackenzie: Dix mégawatts.

M. Thompson: Ces données se trouvent dans un autre mémoire que je vous remettrai, et que nous avons présenté aux gens d'Energy Options.

La présidente: Très bien. Merci beaucoup.

M. Thompson: Je crois que c'est moins de 1 p. 100 de notre électricité; 0.2 p. 100 est fourni par ce réseau parallèle. Il ne s'agit pas de contrats fermes, mais simplement d'excédents disponibles à leur gré. Nous les payons un peu moins cher qu'Hydro-Québec. Je pense que nous leur versons environ 70 p. 100 de notre propre coût de production au pétrole, par comparaison à 80 p. 100 que nous payons au Québec.

La présidente: Une des principales préoccupations des gens du secteur parallèle est que les sociétés productrices provinciales ne versent pas d'impôt fédéral. Ils s'inquiétaient aussi des fonds de recherche qu'obtient l'AECL du gouvernement fédéral: ils estiment que tout le monde devrait se trouver dans les mêmes conditions.

Et j'ai été ravie de vous entendre, monsieur Thompson, appuyer Énergie atomique du Canada Limitée, surtout ses recherches à Chalk River. Vous avez tout à fait raison de dire que son budget a été réduit, et tout nous porte à croire que cela continuera. Elle a déjà assez de difficultés à joindre les deux bouts.

Pour ma part, je me réjouis de votre soutien et j'estime que le gouvernement fédéral devra se pencher sur la question et se raviser car les choses ne peuvent plus aller comme elles vont.

M. Thompson: Nous parlons de la question de la fiscalité fédérale dans notre mémoire *Energy Options* que nous allons laisser au Comité. En fin de compte, nous concluons que ce n'est pas un facteur important parce que s'il y avait des taxes à payer, il y aurait des façons de passer vos actifs en charges afin de compenser la différence. En parlant des mêmes règles pour tous, on n'a pas tenu compte des sommes importantes accordées à l'industrie du pétrole et du gaz sous forme de stimulants.

La présidente: C'est exact, mais ils voulaient peut-être un traitement égal, que l'on accorde des crédits à la recherche et au développement des carburants de remplacement et de nouvelles sources d'électricité.

[Texte]

Mr. Thompson: But there are tax write-offs. I am not sure what. The budget may have changed, as Mr. Gagnon mentioned. There was a class 34. I do not know whether that was changed or not in the recent budget, but there are incentives that are available to the private generators that are not available to the public utilities.

Mr. Gagnon: In your table 1 you are calculating the Point Lepreau cost. The figure for 1986-87, for instance, is 5.4¢ per kilowatt-hour. What depreciation life was used in that calculation?

Mr. Thompson: Thirty years.

Mr. Gagnon: Is that a straight line depreciation?

Mr. Mackenzie: It is sinking fund. The Americans pay us straight line, and we charge our customers sinking fund.

Mr. Gagnon: Based on your five years running of Point Lepreau, plus your background knowledge, what life of the structure do you anticipate?

Mr. Mackenzie: I think the answer to that one is very difficult. I think I look at it this way. It is like a car. You can make the life of a car indefinite if you are prepared to go on replacing the things that wear out. The major reactor components are not likely to wear out. The reactor vessel itself is stainless steel and there is essentially no deterioration of that vessel as far as we know. The concrete has a life that is presumably equivalent to hydraulic dams and so on. I do not know what that is, but I would guess about 100 years, and then the rest of it can be replaced or repaired. The real life of the plant will be determined by how long it is economical to go on running it as compared to building a new plant.

Mr. Gagnon: Essentially though, in the 31st year you will have no depreciation costs; you will only have operating costs. It will really be a money machine for you.

Mr. Mackenzie: Yes. There is a problem, of course. The pressure tubes have become a major problem in the Canadian nuclear reactors. You probably know about that from other briefs, I would imagine. Probably in 25 years we are going to have to retube the reactor. If that is the case, then we are going to be looking at a two year shutdown and all the costs. In today's money it is \$225 million or so, based on Ontario Hydro's figures to do that job, and then there is the replacement energy you have to pay for, which probably adds the same amount again. So we probably are going to wind up putting that in capital. You will probably be building the capital back up again by the renovations you do, so I am not sure it will be a totally free issue type thing.

[Traduction]

M. Thompson: Mais il y a les sommes déductibles sur la déclaration d'impôt. Je ne connais pas exactement la disposition. Comme l'a dit M. Gagnon, il y a peut-être eu changement au budget. Il y avait une catégorie 34. Je ne sais pas si elle a été modifiée lors du dernier budget mais la production dans le secteur privé peut obtenir certains stimulants qui ne sont pas accordés aux compagnies d'électricité publiques.

M. Gagnon: Dans votre tableau 1 vous faites le calcul du coût de la centrale de la Pointe Lepreau. Pour 1986-1987, par exemple, il s'agit de 5,4c. par kilowatt-heure. Quelle a été la période d'amortissement établie pour ce calcul?

M. Thompson: Trente ans.

M. Gagnon: S'agit-il de l'amortissement linéaire de l'escompte d'émission?

M. Mackenzie: C'est un fonds d'amortissement. Les montants versés par les Américains sont traités selon l'amortissement linéaire tandis que nous imputons les sommes au fonds d'amortissement.

M. Gagnon: Après cinq ans de fonctionnement de Point Lepreau et, compte tenu de vos expériences antérieures, quelle durée de vie prévoyez-vous pour cette centrale?

M. Mackenzie: Je pense qu'il est difficile de répondre à cette question. Voici comment je l'envisage. C'est comme une voiture. Vous pouvez garder une voiture indéfiniment si vous êtes disposé à remplacer les pièces qui ne marchent plus. Les éléments principaux du réacteur ne vont probablement pas s'user. Le caisson du réacteur est en acier inoxydable et n'est donc pas susceptible de dégradation que nous sachions. Le béton aurait la même durée de vie que dans les barrages hydrauliques etc. Mais je ne sais pas ce qu'elle serait au juste, je dirais environ 100 ans, et ensuite le reste peut être remplacé ou réparé. La durée de vie réelle de la centrale sera déterminée par sa rentabilité par rapport à la construction d'une nouvelle centrale.

M. Gagnon: Mais au fond, dans votre 31^e année vous n'aurez pas de coûts d'amortissement mais seulement des coûts de fonctionnement. Cela va donc devenir très rentable pour vous.

M. Mackenzie: Oui. Par contre, il y a un problème. Les tubes de force sont devenus un problème majeur dans les réacteurs nucléaires canadiens. Vous l'avez sans doute appris dans d'autres mémoires. Dans 25 ans probablement nous devons installer de nouveaux tubes dans le réacteur. Dans ce cas, il faudra envisager une fermeture de deux ans et tous les coûts que cela implique. En dollars actuels il s'agirait de 225 millions de dollars approximativement, si l'on se base sur le coût que cela a représenté pour l'Hydro-Ontario et il y a aussi le coût de remplacement de l'énergie, ce qui serait à peu près le même montant. Alors il faudra faire sans doute ces injections de capital. Les renovations permettront probablement de reconstituer le capital mais il y aura bien entendu des dépenses.

[Text]

Mr. Gagnon: But certainly there is going to be a period of time in which you can see that the capital cost has been recovered.

Mr. Mackenzie: Ontario Hydro have extended the life of their nuclear plants now, as far as I know, to 40 years. We gave some thought to looking at ours at 35 or 40, because if we did that, it would reduce these numbers of course. However, since we had in place a participation agreement with the Americans and because if we did it for our own customers we felt we would have to do it for them as well and thereby reduce the cost of power to them, it was decided that at least at the moment we would keep the financial life of our plant at 30 years.

Mr. Gagnon: Thank you.

The Chairman: At Chalk River they have invented a little gizmo they can put in the tube to shave off a piece and to see if the tube is deteriorating.

Mr. Mackenzie: Yes. We are going to do that to ours, too, next year.

• 1100

The Chairman: On behalf of the committee, Mr. Mackenzie and Mr. Thompson, we do want to thank you. It has been really informative and interesting, and we learned a great deal. We thank you for being with us this morning.

Mr. Mackenzie: Thank you.

Mr. Thompson: Thank you very much.

The Chairman: Eugene, when is the next meeting scheduled?

The Clerk of the Committee: It is next Thursday at 9 a.m.

The Chairman: The meeting is adjourned.

[Translation]

M. Gagnon: Mais il y aura certainement une période pendant laquelle les dépenses d'investissement auront été récupérées.

M. Mackenzie: A ma connaissance, l'Hydro-Ontario a prolongé la vie de ses centrales nucléaires à 40 ans. Nous avons envisagé la possibilité d'une durée de 35 ou 40 ans pour nos centrales car, si c'était possible, ces prévisions budgétaires seraient réduites. Toutefois, étant donné notre accord de participation avec les Américains et la nécessité de réduire les coûts d'électricité pour eux, si nous devions le faire pour nos propres gens, il a été décidé, du moins pour le moment, la durée d'exploitation prévue pour notre centrale à 30 ans.

M. Gagnon: Je vous remercie.

La présidente: A Chalk River on a inventé un petit dispositif qu'on peut mettre dans le tube afin de prendre un échantillon pour déterminer s'il y a détérioration.

M. Mackenzie: Oui, nous allons le faire aussi, l'année prochaine.

La présidente: Au nom du Comité, je voudrais vous remercier, M. Mackenzie et M. Thompson. La réunion a été des plus intéressantes et nous avons beaucoup appris. Nous vous remercions d'être venus.

M. Mackenzie: Merci.

M. Thompson: Je vous remercie.

La présidente: Eugene, quand est prévue notre prochaine réunion?

Le greffier du Comité: Elle est prévue pour mardi à 9 heures.

La présidente: La séance est levée.

R XC49-1 1288 10064300
TORONTO UNIV
LIBRARY SERIALS DEPT
XX
TORONTO
ON

MSS 1A5



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From the New Brunswick Electric Power Commission:

Terry Thompson, Director Public Affairs;
A.R. Mackenzie, Plant Manager.

TÉMOINS

De la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick:

Terry Thompson, directeur des affaires publiques;
A.R. Mackenzie, directeur d'usine.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 41

Thursday, March 10, 1988

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 41

Le jeudi 10 mars 1988

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

In accordance with its mandate under Standing
Order 96(2), an examination of the economics of
nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément au mandat que lui confie l'article
96(2) du Règlement, examen de l'économie de la
puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter
Bill Tupper—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, MARCH 10, 1988
(63)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:05 o'clock a.m., in Room 208 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Lorne Nystrom, Bob Porter, Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: From *Marbec Resource Consulting*: Brian Kelly, President. From *Torrie, Smith and Associates*: Ralph Torrie, President.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The witnesses each made an opening statement and answered questions.

At 11:13 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 10 MARS 1988
(63)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 9 h 05, dans la pièce 208 de l'Édifice de l'ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Lorne Nystrom, Bob Porter, Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: De *Marbec Resource Consulting*: Brian Kelly, président. De *Torrie, Smith and Associates*: Ralph Torrie, président.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité réexamine la question de l'économie de la puissance nucléaire du Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Les témoins font chacun une déclaration préliminaire et répondent aux questions.

À 11 h 13, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Thursday, March 10, 1988

• 0906

The Chairman: Order, please.

The notice of the meeting and the agenda have been circulated. The order of the day, in accordance with our mandate under Standing Order 96.(2), is an examination of the economics of nuclear power in Canada.

Today we have as witnesses Mr. Brian Kelly, the President of Marbec Resources Consulting, and Mr. Ralph Torrie, the President of Torrie, Smith and Associates.

We welcome both of you. We certainly appreciate your coming before the committee to educate and enhance our examination of nuclear power and alternative fuels.

Mr. Ralph Torrie (President, Torrie, Smith and Associates): Thank you very much, Madam Chairman. I will lead off this morning; then Brian will talk for a while; and then I will be finishing up.

I am a principal in my own small consulting firm here in Ottawa and have been doing a great deal of research in the past year, especially on the opportunities for electricity conservation and efficiency improvements. I am the principal author of a report titled *Electricity Conservation: Supply Curves for Ontario*, which I know that your staff, at least, has been studying.

Mr. Kelly is the President of Marbec Resources Consulting, which is Canada's leading consulting firm on matters of energy conservation and energy efficiency improvements. He would not say that, but I can with impunity.

I should also mention that I have been serving this past year as a member of the Technical Advisory Committee for the Ontario Nuclear Safety Review. It is an area in which I have some expertise and recent involvement. Although it is not the focus of our presentation here this morning, I thought you might like to be aware of that in case there were questions in that field later.

Our presentation this morning will focus on the improved efficiency of electricity as an alternative to supply expansion. In that sense it is not particularly devoted to or focused on the nuclear question, but clearly, in at least two provinces in this country, it is the same thing as talking about alternatives to expansion of the nuclear system.

I am going to move to the slide projector now. Both Mr. Kelly and I will be directing most of our remarks from the projector.

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le jeudi 10 mars 1988

La présidente: À l'ordre s'il vous plaît.

L'avis de convocation et l'ordre du jour ont été distribués. Conformément à notre mandat en vertu du paragraphe 96.(2) du Règlement, nous devons examiner les aspects économiques de l'énergie nucléaire au Canada.

Nos témoins d'aujourd'hui sont M. Brian Kelly, président de Marbec Resources Consulting et M. Ralph Torrie, président de Torrie, Smith and Associates.

Nous vous souhaitons la bienvenue à tous les deux. Nous vous remercions beaucoup de comparaître devant le Comité afin de nous éclairer dans notre examen de l'énergie nucléaire et des combustibles de remplacement.

M. Ralph Torrie (président, Torrie, Smith and Associates): Merci beaucoup, madame la présidente. Je vais commencer l'exposé ce matin puis Brian parlera quelque temps et je conclurai ensuite.

Je suis président de mon petit cabinet d'experts-conseils à Ottawa et, l'an dernier, j'ai effectué beaucoup de recherches en particulier sur les possibilités d'économiser l'électricité et d'améliorer l'efficacité de cette source d'énergie. Je suis le principal auteur d'un rapport intitulé *Electricity Conservation: Supply Curves for Ontario*, que votre personnel au moins a étudié.

M. Kelly est président de Marbec Resources Consulting, un des meilleurs bureaux d'experts-conseils d'Ottawa en ce qui concerne l'économie d'énergie et l'amélioration de l'efficacité de cette dernière. Il ne le dirait pas lui-même mais je peux le faire en toute impunité.

J'ajouterais aussi que, depuis un an, je suis membre du Comité consultatif d'examen de la sécurité nucléaire pour l'Ontario. Je connais assez bien ce domaine auquel je me suis récemment intéressé. Bien qu'il ne soit pas l'objet essentiel de notre exposé de ce matin, j'ai pensé que ces renseignements pourraient vous être utiles au cas où vous voudriez poser des questions sur ce domaine plus tard.

Ce matin, nous allons parler essentiellement de l'amélioration de l'efficacité de l'électricité pour éviter une expansion de l'offre. Dans cette perspective, nous ne mettrons pas particulièrement l'accent sur le nucléaire sauf qu'évidemment, dans au moins deux de nos provinces, cela reviendra à parler des façons d'éviter l'expansion du réseau nucléaire.

Je vais maintenant me placer près du projecteur de diapositives et c'est à partir de là que M. Kelly et moi-même ferons la plupart de nos remarques.

[Texte]

I should mention that, if you wish to have them for your record, both Mr. Kelly and I have brought copies of our *curricula vitae* this morning, and we would be happy to leave those with you.

A package of hard copies of various diagrams and charts has been prepared. Has it been distributed to members of the committee this morning? This obviously contains a lot more slides and graphs than we intend to use this morning, but it does also contain the ones we will be using. We wanted to include the extra material because we thought that during the question-and-discussion period, which we hope will be the bulk of our time here this morning, it would be useful to have that material standing by.

• 0910

We do have a number of subjects we intend to touch on this morning. We do not intend to run through these in sequential order the way you see them listed here. Rather, we expect we will be touching on these as we proceed.

As I have already mentioned this morning, we are talking basically about the potential for electricity conservation, or perhaps more properly to describe the opportunities for improving the technological efficiency of electricity use. We are not really here this morning to address the question of doing without or cutting back lifestyles or that kind of connotation on energy conservation.

When we speak about electricity conservation, we are really speaking as technologists and people who study the technology of electricity utilization. In the course of that discussion some of the themes that will come up are the overwhelming cost-effectiveness of electricity conservation, not only from a basic economic perspective but also from the consumer and utility perspectives. We will also be talking about the market barriers and the problems that impede the implementation of this very large and cost-effective potential. We will be illustrating the very slow rates of market penetration of many of these things in the past as evidence of the problems that exist in implementing energy-efficient technologies in this country.

Of course, this implies the need for active government and utility support for energy efficiency initiatives, and we will be describing during the course of our presentation and discussion here this morning some of the initiatives and activities that have been occurring in recent months and years in Canada.

Although it is not the focus of our presentation, we may say a little bit about the countervailing trend that is occurring right now, which is the move toward the increased use of electricity in industry, or at least the increasing number of applications for which electricity is being used in industry. This is a subject we have also been

[Traduction]

De plus, M. Kelly et moi-même avons apporté des exemplaires de notre *curriculum vitae* que nous serions heureux de vous laisser si vous souhaitez les avoir.

Nous avons préparé des copies de divers diagrammes et tableaux. Ont-elles été distribuées aux membres du Comité ce matin? Évidemment, il y a là beaucoup plus de diapositives et de graphiques que nous n'avons l'intention d'utiliser ce matin, mais ceux que nous présenterons s'y trouvent aussi. Nous avons voulu inclure ces autres documents parce que nous avons pensé qu'au cours de la période de questions et de discussions—qui, nous l'espérons, prendra la plus grande partie de notre temps ici ce matin—il serait utile de les avoir à portée de la main.

Nous avons l'intention d'aborder un certain nombre de questions ce matin. Nous n'allons pas les présenter dans l'ordre que vous voyez indiqué ici, mais nous en parlerons au fur et à mesure de l'exposé.

Comme je l'ai déjà mentionné ce matin, nous traitons essentiellement des possibilités d'économie d'énergie ou, dirais-je plutôt, des possibilités d'amélioration de l'efficacité technologique de l'utilisation de l'électricité. Nous ne sommes pas venus vous dire ce matin comment nous pouvons nous passer d'énergie ou réduire notre niveau de vie pour économiser nos sources énergétiques.

Lorsque nous parlons d'économie d'électricité, nous le faisons comme techniciens et comme spécialistes de l'utilisation de l'électricité. Au cours de cette discussion, certains des thèmes dont nous traiterons seront la rentabilité fantastique de l'économie d'énergie, pas uniquement d'un point de vue essentiellement économique mais aussi du point de vue des consommateurs et des services publics. Nous parlerons aussi des obstacles présents sur le marché aussi bien que des difficultés qui gênent la mise en oeuvre de ce potentiel considérable sur le plan du rapport coût/efficacité. Nous montrerons comment la très lente pénétration, par le passé, de nombre de ces possibilités illustre les difficultés que pose au Canada la mise en oeuvre de technologies permettant une utilisation efficace de l'énergie.

Naturellement, cela implique la nécessité pour le gouvernement et les services publics d'appuyer activement les initiatives prises dans ce sens, et au cours de notre exposé et de la discussion de ce matin, nous présenterons certaines des mesures qui ont été prises ces derniers mois et ces dernières années au Canada.

Bien que ce ne soit pas le sujet de notre exposé, nous pourrions dire quelques mots de la tendance inverse qui se présente actuellement, avec une utilisation accrue de l'électricité dans l'industrie, ou du moins un nombre accru d'applications pour lesquelles l'industrie utilise cette source d'énergie. Il y a un an ou deux que nous

[Text]

studying under various contracts over the past year or two and have something to say about.

Finally, the middle part of our presentation, which Mr. Kelly will be giving, goes into a little bit of detail about three specific examples of technologies where there is a great technical and economic scope for improved efficiency of electricity use, these being fluorescent lighting systems, household appliances and especially refrigerators, and of course electric motors and motive drive in general.

Probably if we were to run through our presentation without being stopped at all, it would all be over in about 20 minutes or so. But we would welcome you to stop us, especially for questions of clarification, as we go along. If we feel we are getting slowed down too much, to the point where we get worried about getting through the material we have prepared, we will let you know that we need to get back to our prepared presentation should we get off track.

The general argument we are making here this morning, and the information we are presenting, is basically to support the following conclusions:

First, as I have already said two or three times, there is a very large technical and economic potential for electricity conservation in Canada with regard to improved efficiency of electrical use. I have to emphasise that we have a very technological definition here of conservation.

Second, this resource is probably the least-cost source of future electricity services in most parts of Canada.

Third, the resource has not been well exploited to date. We will be showing you some penetration rates of some of these technologies that show a great gap between what appears to be economically attractive and what is actually occurring in the marketplace. This will lead us to a discussion of the difference between the cost-effectiveness from different perspectives and the various barriers we see in the way of a more energy- and economic-efficient electricity system in the country.

• 0915

As I mentioned, we have been looking a bit at the potential for electro-technologies, and for reasons we will be going into, our analysis indicates the trend to electro-technologies in industry is far overshadowed by the potential for the increased use of efficiency of electricity, not only in industry but also right across society. It is important to remember that there are vast improvements in the use of electricity in electro-chemical processes and industrial motive drive that are counteracting the increased demand for electricity through electro-technology penetration.

Furthermore, electricity efficiency improvements totally dominate in the commercial and residential

[Translation]

études aussi cette question pour divers contrats et nous avons donc quelque chose à en dire.

Enfin, la partie centrale de notre exposé, que présentera M. Kelly, sera une description détaillée de trois exemples précis de technologie offrant de grandes possibilités de rentabilisation de l'utilisation de l'électricité et de l'efficacité de cette dernière; il s'agit des systèmes d'éclairage fluorescent, des appareils ménagers, et en particulier des réfrigérateurs, et bien sûr des moteurs électriques et de la force motrice en général.

Sans aucune interruption, notre exposé devrait durer environ 20 minutes. Mais vous pouvez nous interrompre, surtout pour demander des éclaircissements, au fur et à mesure. Si nous estimons que notre présentation en est trop lente, au point de craindre de ne pas pouvoir vous présenter tout ce que nous avons préparé, nous vous ferons savoir qu'il nous faut revenir à l'exposé que nous avons préparé, au cas où nous nous écarterions de notre sujet.

La thèse et les renseignements que nous vous présentons ce matin aboutissent essentiellement aux conclusions suivantes:

Premièrement, comme je l'ai déjà dit à deux ou trois reprises, l'économie d'électricité au Canada offre de très grandes possibilités techniques et économiques afin d'améliorer l'efficacité de l'utilisation de cette source d'énergie. Je dois souligner ici que nous avons une définition très technique d'"économie".

Deuxièmement, cette ressource sera probablement à l'origine des services électriques les moins chers dans la plupart des régions du Canada.

Troisièmement, jusqu'à présent, cette ressource n'a pas bien été exploitée. Nous vous présenterons des taux de pénétration de ces technologies qui montrent un grand écart entre ce qui semble être économiquement rentable et ce qui se passe effectivement sur le marché. Cela nous amènera à discuter de la rentabilité selon différentes perspectives et des divers obstacles qui empêchent la mise en place au Canada d'un système électrique plus efficace sur le plan énergétique et économique.

Comme je l'ai mentionné, nous avons examiné les possibilités d'électrotechnologies, et pour les raisons que nous allons présenter, notre analyse indique que la tendance en faveur de ces technologies dans l'industrie est surpassée par les possibilités d'une plus grande efficacité de l'électricité, pas uniquement dans l'industrie d'ailleurs, mais dans l'ensemble de la société. Il est important de se rappeler qu'il y a de grandes améliorations en ce qui concerne l'utilisation de l'électricité dans les processus électrochimiques et dans les applications industrielles de la force motrice, qui vont à l'encontre de la demande accrue d'électricité par le biais de la pénétration de l'électrotechnologie.

En outre, l'amélioration de l'efficacité de l'électricité domine totalement dans les secteurs commerciaux et

[Texte]

sectors. The net effect is that the potential for efficiency improvements really is the dominant trend one sees when one looks out into the future of electricity demand in Canada.

Finally, in my closing remarks I hope to return to the theme of energy security and to touch on some of the reasons, besides economic cost-effectiveness, why efficiency improvements and conservation represent an attractive energy policy option, as opposed to supply-side investments, which tend to be much lumpier and much riskier as a result.

Our remarks are based on a number of technical reports we have been involved in over the past year or two, all of which were delivered yesterday to Dean Clay. They include the report I referred to already, *Electricity Conservation Supply Curves for Ontario*. I will be showing you a bit about the results of that report before I turn things over to Mr. Kelly. His remarks on the specific technologies will be based on a very detailed report done by Marbec Resource Consultants for Energy, Mines and Resources on the energy-efficient fluorescent lighting potential in office buildings in Canada, what the technologies are, and what the penetration rates have been to date. That will get us into some of the other themes I mentioned we would be touching on about market barriers and reasons for these low penetration rates.

Much of the information about residential appliances is based on another report by Marbec, co-sponsored by Energy, Mines and Resources and the Ontario Ministry of Energy, which has been very active in sponsoring some of this work, on the information base available on energy-efficient appliances in Canada. It makes some interesting comparisons with the corresponding situation in the United States.

The information on electric motors is drawn largely from a report, once again by Marbec, done for Energy, Mines and Resources and the Canadian Electrical Association, in this instance, on the technologies and market factors and penetration rates of the use of energy-efficient motors in Canadian industry and commercial and institutional sectors as well.

Finally there is one that is not on this list. The last one on the list is an update I have just completed of... Some of you may be aware, if you have been following energy policy issues in this country for any length of time, that in the early 1980s one of Canada's national environmental organizations, Friends of the Earth, received a large contract from Energy, Mines and Resources—large at least by environmental group standards—to conduct a nationwide study of the potential for alternative policy directions in Canada that would emphasize conservation and renewable sources of supply. This is a 14-volume report. It involved a team of 15 people at the time.

[Traduction]

résidentiels. Le résultat net est que la possibilité d'amélioration de l'efficacité représente la tendance dominante qui caractérise la demande future d'électricité au Canada.

Enfin, pour terminer ces remarques, j'espère revenir au thème de la sécurité énergétique et d'examiner certaines des raisons pour lesquelles, outre la rentabilité, l'amélioration de l'efficacité et l'économie représentent une option énergétique intéressante, par opposition aux investissements du côté de l'offre, dont les résultats sont beaucoup moins uniformes et beaucoup plus aléatoires.

Ces remarques s'appuient sur un certain nombre de rapports techniques auxquels nous travaillons depuis un an ou deux et que nous avons tous remis hier à Dean Clay. Ils comprennent le rapport dont j'ai déjà parlé, *Electricity Conservation Supply Curves for Ontario*. Je vous présenterai une partie des résultats de ce rapport avant de céder la parole à M. Kelly. Il va tirer ses remarques sur certaines technologies d'un rapport très détaillé élaboré par Marbec Resource Consultants pour Énergie, Mines et Ressources, sur les possibilités d'économie d'énergie grâce à l'éclairage fluorescent dans les immeubles administratifs au Canada. Il va vous dire quelles sont les techniques et dans quelle mesure elles ont été utilisées jusqu'à présent. Cela nous mènera aux autres thèmes dont j'ai dit que nous parlerons, les obstacles que présente le marché et les raisons pour lesquelles la pénétration de cette technique a été limitée.

Une grande partie des renseignements sur les appareils ménagers s'appuient sur un autre rapport de Marbec, coparrainé par Énergie, Mines et Ressources et le ministère ontarien de l'Énergie, qui a beaucoup fait pour appuyer une partie de ce travail, concernant les renseignements disponibles sur les appareils à consommation efficace d'énergie au Canada. On y présente des comparaisons intéressantes sur cette même situation aux États-Unis.

Les renseignements sur les moteurs électriques sont tirés essentiellement d'un rapport, encore une fois de Marbec, fait pour Énergie, Mines et Ressources et l'Association canadienne de l'électricité, sur les technologies, les aspects du marché et les taux de pénétration de l'utilisation de moteurs à moindre consommation d'énergie dans l'industrie canadienne, le secteur commercial et différents établissements.

Enfin, il y a autre chose qui ne figure pas sur cette liste, dont le dernier point est une mise à jour que je viens de terminer sur... Certains d'entre vous savent peut-être, s'ils suivent les questions relatives à la politique énergétique dans ce pays depuis quelque temps, qu'au début des années 1980 l'un des principaux organismes canadiens qui s'occupent de l'environnement, s'est vu attribué un important contrat de la part d'Énergie, Mines et Ressources—important, du moins selon les normes des groupes qui s'intéressent à l'environnement—pour effectuer une étude nationale sur les possibilités d'autres orientations que le Canada pourrait se donner afin de renforcer l'économie d'énergie et l'utilisation de sources

[Text]

I was retained by Friends of the Earth at that time as both the project manager and the Ontario analyst. The study was directed by Dr. David Brooks, who is currently a partner in Marbec, and Dr. John Robinson, of the University of Waterloo. It remains in some ways the definitive study in Canada of the possibilities for conservation in renewables if we really went to the wall; if we really went to the cost-effective limit in promoting them and opening up opportunities for them. That study was done of course during a period when oil prices had just taken their second hike in a period of less than 10 years, and in an atmosphere where oil price projections from very established sources of \$100 a barrel by the end of the century, or not too long thereafter, were not out of line.

• 0920

Through the sponsorship of energy options, this past few months I have been able to go back into that study to recalculate the results—obviously not in the same detail as 14 analysts working over two years. However, there was enough detail to confirm some interesting results about what happens to the potential for energy efficiency and conservation under the lower oil and gas prices and electricity price projections which prevail today, as opposed to 1981 when we did this study. It also confirmed what happens to the potential for renewable technologies as well under those lower-priced projections. The two conclusions are quite different and I will be coming back to that as well.

There is a final study that is not on this list. I prepared a paper on energy security, which I also delivered to Mr. Clay the other day. I realized that this committee has had a long-standing interest in energy security issues, which apparently is a theme that continues to resurface in your deliberations as you look at different subjects.

I prepared a paper on the demand-side approach to energy security for Energy Options this past fall. That paper will also be referred to later on in our presentation, if we get to the subject of energy security and the contribution that conservation can make.

Mr. Gagnon: Was the latter paper done by Marbec?

Mr. Torrie: No, the latter paper was done by me. It is called *Energy Security: The Demand-Side Options*. Mr. Clay has a copy. It was delivered at the Halifax Seminar of the Energy Options Process last November. I understand it is going to be published by Energy Options later this year.

[Translation]

d'énergie renouvelable. Il s'agit d'un rapport en 14 volumes auquel ont participé une équipe de 15 personnes.

À l'époque, les Amis de la Terre m'avaient demandé de diriger le projet et d'analyser la question pour l'Ontario. M. David Brooks, actuellement associé à Marbec, et M. John Robinson, de l'Université de Waterloo étaient responsables de cette étude qui constitue, d'une certaine façon, l'étude la plus importante faite au Canada sur les possibilités d'économie d'énergie renouvelable si nous y sommes vraiment forcés, et si nous voulons vraiment les rentabiliser, les promouvoir et leur trouver des débouchés. Cette étude a été effectuée à l'époque où les prix du pétrole avaient connu leur deuxième très grande augmentation en moins de dix ans et dans un contexte où les prévisions quant au prix du pétrole, d'après des sources très réputées, étaient de 100\$ le baril d'ici la fin du siècle, ou peu de temps après, sans que cela paraisse déraisonnable.

M'ayant vu confier l'étude des options énergétiques, ces derniers mois j'ai pu revoir cette étude pour en recalculer les résultats—bien sûr de façon différente que ne l'avaient fait les 14 analystes deux ans auparavant. Cependant, il y avait suffisamment de détails pour confirmer certains résultats intéressants sur ce qu'il advient des possibilités de rentabilisation et d'économie d'énergie compte tenu des prix moins élevés du pétrole et du gaz naturel et des prévisions actuelles sur le prix de l'électricité par rapport à celles de 1981, année où nous avons effectué cette étude. Il a été possible de confirmer aussi ce qu'il advient du potentiel des technologies renouvelables d'après ces prévisions où les prix sont aussi moins élevés. Les deux conclusions sont très différentes, et je reviendrai là-dessus aussi.

Il y a une dernière étude qui ne figure pas sur cette liste. J'ai préparé un document sur la sécurité énergétique, que j'ai aussi donné à M. Clay l'autre jour. J'ai compris que le Comité s'intéresse depuis longtemps aux questions de sécurité énergétique, thème qui semble toujours revenir dans vos délibérations, lorsque vous traitez de différentes questions.

Cet automne, j'ai préparé pour la Confluence énergétique un document sur la sécurité énergétique par rapport à la demande. Il sera à nouveau question de cette étude dans notre exposé, s'il est question de la sécurité énergétique et du rôle de l'économie à cet égard.

M. Gagnon: Marbec a-t-elle effectué cette dernière étude?

M. Torrie: Non, j'en suis l'auteur. Il s'agissait de *Energy Security: The Demand-Side Options*. M. Clay en a un exemplaire. J'avais fait cette communication lors du colloque de Halifax sur le processus des options énergétiques, en novembre dernier. Je crois savoir que ce sera publié par la Confluence énergétique dans le courant de l'année.

[Texte]

I am now going to give a very broad overview of some of our conclusions in our approach to the subject and then Brian is going to go into some of the details.

This first chart is a pie chart of energy end uses in Canada, but it is probably not quite like any pie chart of energy use you have ever seen. It does not break energy use down by fuels and electricity. It does not break it down by which sector uses how much; rather, it breaks it down by the end uses for which the demand for energy is derived.

The fundamental premise of all of our remarks this morning is that there is a basic redefinition going on in the energy marketplace, and that as a result of the decoupling of energy and economic growth, of which I am sure you are aware, people have been rethinking where the fundamental demand for electricity and fuels comes from. In fact, these things are not demanded for their own sake; they are demanded because they can provide other things people want, whether it be transportation or various temperature levels of heat and energy services in general, which fuels and electricity can supply.

When you look at our energy use in that light, there are some really interesting things that come out—at least, if you are an energy analyst, they are interesting. I will try to make them interesting to you as well.

The first one that really strikes one, when you look at this pie, is that well over half of the pie for energy demand for fuels and electricity is to provide heat. Our society runs on heat. Our industry runs on heat. The boiler plant is the work horse of industry. Depending on the industry, 80% to 90% of industrial energy demand is for heat.

Heat is broken into three temperature ranges here. The big one, we call heating and cooling. The demand for cooling is actually the demand for low-temperature heat, in a thermodynamic sense. The other two blocks are industrial process heat. The high-temperature block and the medium-temperature block are about equal. The dividing point, I think, is about 180 degrees Celsius. It represents the point where you start getting into acid gas problems, and that is the reason for the break. Basically, the medium-temperature industrial process heat is the process industries, the food and beverage industry, the boiler plants that are operating in the pulp and paper industry, and so on. The higher-temperature processes are the primary resource metal industries where there are requirements for melting and other high-temperature processes.

• 0925

Finally, in the end-use pie there is a relatively small sector—it is about 12%; 11.7% to be specific—which is

[Traduction]

Je vais vous présenter maintenant un grand aperçu de certaines de nos conclusions sur cette question puis Brian vous présentera quelques détails.

Ce premier tableau illustre par secteur les utilisations d'énergie au Canada, mais vous n'en avez probablement jamais vu de pareil. Les utilisations d'énergie ne sont pas réparties entre les combustibles et l'électricité. On ne donne pas non plus le volume d'utilisation par secteur; on indique plutôt les différentes utilisations à l'origine des demandes d'énergie.

L'hypothèse fondamentale sur laquelle reposent toutes nos remarques de ce matin est que le marché de l'énergie se caractérise par de nouvelles définitions, et qu'à la suite de la distinction entre l'énergie et la croissance économique—dont vous êtes certainement conscient—les gens se sont mis à réfléchir à ce qui est essentiellement à l'origine de la demande d'électricité et de combustibles. En fait, cette dernière n'existe pas de façon abstraite. La demande existe parce que ces sources d'énergie peuvent donner d'autres choses que veulent les gens, qu'il s'agisse de moyens de transport ou de chauffage à des niveaux de température variés ou de services énergétiques en général.

Quand vous considérez notre utilisation d'énergie selon cette perspective, il se présente certaines choses qui sont vraiment intéressantes—du moins le sont-elles si vous analysez l'énergie. Je vais essayer de vous les rendre intéressantes aussi.

La première chose qui frappe vraiment lorsque l'on examine ce graphique, c'est que plus de la moitié de la demande énergétique de combustibles et d'électricité sert à fournir du chauffage. Notre société fonctionne grâce au chauffage, de même que notre industrie. C'est sur la chaufferie que repose toute l'industrie. Selon la nature de cette dernière, 80 à 90 p. 100 de la demande d'énergie industrielle porte sur le chauffage.

Le chauffage est réparti ici en trois groupes de température. Le plus grand est celui du chauffage et du refroidissement. La demande de refroidissement est en fait la demande de chauffage à basse température, au sens thermodynamique. Les deux autres secteurs concernent le chauffage industriel. Le bloc des hautes températures et celui des températures moyennes sont pratiquement égaux. La scission se situe à environ 180 degrés celsius. Cela représente le point où il commence à se présenter des problèmes de gaz acide, et c'est ce qui explique la scission. Essentiellement, le chauffage à température moyenne pour les industries de transformation s'applique dans les industries de l'alimentation et des boissons, l'industrie de la pâte à papier, avec ses chaufferies, et ainsi de suite. Quant aux températures plus élevées, elles s'utilisent dans l'industrie des métaux qu'il faut faire fondre et qui doivent subir d'autres traitements à forte température.

Enfin, dans ce graphique sur les utilisateurs, il se trouve un secteur relativement petit—12 p. 100, 11,7 pour

[Text]

what we call electricity-specific demand. These are demands for end uses of energy that have to have electricity. Electronics is an obvious example; it is a captive market to electricity. Electro-technologies are included here. Residential appliances are included here. The gas industry might take exception, but for practical purposes the residential appliance demand in this country is essentially a demand for electricity. Lighting, of course, is included in here. Motors and motive drive is included in here. The things that really are captive to electricity we call electricity-specific demands.

Although the contribution to electricity and meeting our end-use demand may very well be 15% or 18%, if this pie showed a breakdown of what sources provide how much, the contribution of electricity-specific demands to the total energy-use demand is only about 12%. This number is very stable over time. It has not been increasing significantly since we started tracking it in 1973. It is very stable throughout the OECD. The 12% figure is a very robust number that turns up again and again in studies of the end-use breakdown in industrial economies.

When we are talking about electricity technologies, it is important to distinguish between the market for electricity-specific applications and those applications where electricity-using technologies have managed to take market share away from the fossil fuels in the heating sector. Electric residential heating is an example.

Electricity provides a share of the heating and cooling demand in Canada. It is not a large share, but it does have a piece of that. There are some special applications in industrial process heat where electricity has unique advantages as well, and therefore is used. It has a virtually insignificant role in transportation demand. Except for the TTC there really is not very much electricity being used in transport in this country.

One of the trends we will be bringing out is the interesting fact that the most inefficient uses of electricity tend to fall in the sector of electricity-specific applications. It is perhaps not surprising when you stop to think about it. It has never had to compete within the other fuel source; and in the days when electricity prices were relatively low and not rising quickly, there was really no incentive for people designing technologies that use electricity—technologies such as fluorescent lights, or motors, or refrigerators—to go out of their way to make them energy efficient. The most dramatic examples of the improvements that are possible in the efficiency of electricity use are in this sector.

Electricity, when it is used for heat, tends to be fairly efficient. It has to be. It is the only way it can compete with fossil fuels. You cannot go in with an energy source

[Translation]

être plus précis—que nous rapportons à la demande exclusive d'électricité. Certaines demandes d'utilisation d'énergie exigent de l'électricité. Le secteur électronique, par exemple, exige cette source d'énergie. Les électrotechnologies sont incluses ici, de même que les appareils électro-ménagers. L'industrie du gaz naturel pourrait présenter une exception, mais, par commodité, la demande d'énergie pour l'électro-ménager au Canada porte essentiellement sur l'électricité. Naturellement, l'éclairage est inclus ici, de même que les moteurs et la force motrice. Nous indiquons dans cette catégorie tout ce qui exige vraiment de l'électricité.

Bien que l'apport de l'électricité pour répondre à notre demande relative aux utilisations ultimes puisse être de 15 à 18 p. 100, si ce graphique indiquait une ventilation selon le volume de chaque source, la contribution des demandes spécifiques d'électricité par rapport à la demande totale d'utilisation d'énergie ne représente qu'environ 12 p. 100. Cette proportion reste très stable et elle ne s'est pas beaucoup accrue depuis que nous avons commencé à la calculer en 1973. Elle est très stable aussi dans l'ensemble des pays de l'OCDE. Ces 12 p. 100 se retrouvent constamment dans les études sur la ventilation des utilisations ultimes des économies industrielles.

Lorsque nous parlons de technologies électriques, il est important d'établir une distinction entre le marché des applications qui exigent de l'électricité et celle où des technologies qui utilisent l'électricité ont pu accaparer une part du marché qui revenait aux combustibles fossiles dans le secteur du chauffage. Le chauffage des logements à l'électricité en est un exemple.

L'électricité répond à une part de la demande de chauffage et de refroidissement au Canada. Elle n'est pas grande, mais elle existe. Dans certains procédés industriels exigeant de la chaleur, l'électricité a aussi des avantages uniques, d'où son utilisation. Elle a un rôle pratiquement insignifiant en ce qui concerne la demande de transport. Sauf pour la TTC, il ne semble pas que l'on utilise beaucoup d'électricité pour le transport dans ce pays.

L'une des tendances que nous montrerons est que les utilisations les plus inefficaces d'électricité ont tendance à se situer dans le secteur des applications qui exigent de l'électricité, ce qui est intéressant à souligner. Ce n'est peut-être pas surprenant lorsqu'on y réfléchit. Cette source n'a jamais dû concurrencer les autres sources de combustible; et lorsque les prix de l'électricité étaient relativement peu élevés et qu'ils n'augmentaient pas rapidement, les gens n'avaient pas vraiment besoin de concevoir des technologies qui utilisent l'électricité—des technologies comme des tubes fluorescents ou des moteurs ou des réfrigérateurs—afin de les rendre plus efficaces sur le plan de l'énergie. Les exemples les plus frappants des améliorations possibles relativement à l'efficacité de l'utilisation de l'électricité se trouvent dans ce secteur.

Utilisée à des fins de chauffage, l'électricité a tendance à être très efficace. Elle doit l'être. C'est la seule façon pour elle de concurrencer les combustibles fossiles. L

[Texte]

such as electricity, which costs the equivalent of \$60 and \$70 and \$80 a barrel of oil, and sell it to somebody for heating applications unless you are much more efficient at the point of end use, and even on top of that there usually have to be other advantages for adopting it.

I am going to say a word now about the results of the supply curve study, and then I will sit down. The question the Ontario Ministry of Energy requested us to analyse was what would happen if you gave the same breaks to investments in energy-efficiency improvements that are given to electricity supply-side investments.

• 0930

What would happen if you looked at the technologies such as efficient fluorescent lights, efficient motive drives, energy management systems in commercial buildings, or more efficient residential appliances? What would happen if investments in those things were amortized at the same interest rate as Ontario Hydro uses when it builds a new nuclear plant and amortized over a period of time that corresponded to the life of a technology? In other words, what would happen if you applied the same conditions to investments in electricity efficiency as we apply to investments in electricity supply?

The Chairman: Do you mean restricted to research?

Mr. Torrie: What it involves doing is this. You take a look, for example, at something like fluorescent lights. It is research in the sense that you go out and find how much the efficient technology costs compared to conventional technology. You take the difference in that cost and amortize it over the lifetime of the lights at a 4% real discount rate, which is what Ontario Hydro uses to finance power plants—and it was the rate Ontario Hydro advisers actually suggested we use to make the comparison fair—and then you divide that annual dollar figure by the amount of energy that is saved by moving to that electricity-saving technology. You end up with a cost of saved electricity in cents per kilowatt-hour, in the same way that you can talk of nuclear electricity in cents per kilowatt-hour.

It allows a symmetrical comparison, a fair comparison, of supply-side and demand-side investments. It is a tool, really, for looking at how much "supply" of electricity conservation can be had for different costs expressed in cents per kilowatt-hour, which is the way we are used to thinking of electricity supply, compared to how much can be had at the same costs through, for example, nuclear power expansion.

[Traduction]

n'est pas possible de prendre une source énergétique comme l'électricité, qui coûte l'équivalent de 60, 70 et 80\$ le baril de pétrole, pour la vendre à quelqu'un pour des applications dans le chauffage sans que l'utilisation ultime ne soit beaucoup plus efficace, et de plus, il faut qu'il y ait aussi d'autres avantages dans l'utilisation de cette source d'énergie.

Je veux dire quelques mots maintenant sur les résultats de l'étude sur la courbe de l'offre, puis je reprendrai ma place. Le ministère ontarien de l'énergie nous avait demandé d'analyser ce qui se passerait si l'on accordait aux investissements dans les améliorations de l'efficacité de l'énergie des avantages semblables à ceux que l'on accorde aux investissements pour l'électricité, du côté de l'offre.

Qu'arriverait-il si vous envisagiez des techniques comme des tubes fluorescents et des moteurs efficaces, des systèmes de gestion de l'énergie dans les immeubles commerciaux ou des appareils ménagers plus efficaces? Qu'arriverait-il si ce genre d'investissements étaient amortis au même taux d'intérêt que celui utilisé par Hydro-Ontario lorsque cette dernière construit une nouvelle centrale nucléaire et s'ils étaient amortis sur une période correspondant à la durée de vie d'une technologie? En d'autres termes, qu'arriverait-il si vous appliquiez aux investissements dans l'efficacité de l'électricité les mêmes conditions que nous appliquons aux investissements dans l'approvisionnement en électricité?

La présidente: Voulez-vous dire en les limitant à la recherche?

M. Torrie: Prenez par exemple les tubes fluorescents. Il s'agit de recherche en ce sens qu'il faut déterminer à combien s'élèvent les coûts de cette technique efficace par rapport à la technique classique. On prend la différence et on l'amortit sur la durée de vie des tubes à un taux d'actualisation réel de 4 p. 100, qui est celui qu'Hydro-Ontario utilise pour financer ses centrales—et c'est celui que les conseillers d'Hydro-Ontario nous ont proposé d'utiliser pour que la comparaison soit équitable—et l'on divise ensuite ce chiffre annuel en dollars par la quantité d'énergie économisée grâce à cette technique qui permet d'économiser l'électricité. On se retrouve avec un coût d'économie d'électricité exprimé en cents par kilowatt-heure, de la même façon que l'on peut parler d'électricité nucléaire en cents par kilowatt-heure.

Cela permet une comparaison symétrique, une comparaison équitable, des investissements du côté de l'offre et des investissements du côté de la demande. Il s'agit en réalité d'un outil pour voir quelles économies peuvent être réalisées sur le plan de l'approvisionnement en électricité selon les différents coûts exprimés en cents par kilowatt-heure, qui est habituellement la façon dont nous calculons l'approvisionnement en électricité, par rapport à ce que nous pouvons avoir au même coût grâce, par exemple, à un accroissement de l'énergie nucléaire.

[Text]

Mr. Gagnon: Are you assuming that the methods you are using will have a life as long as the amortization rate? You are amortizing a new power generation at 4% a year. You are also assuming, then, that the mechanisms you are putting in for conservation and increased efficiency would have as long a life as that power plant.

Mr. Torrie: No, we do not do that. There are two factors that come into the financial calculation. One is the interest rate, which we set equal to the one used for power plant financing, 4% real. The other is over how many years you amortize the technology, and that number varies from one technology to the next, depending on its actual physical lifetime.

In the case of some of these highly efficient lightbulbs, it can be as short as five years. In the case of nuclear power plants it is 40 years. None of the conservation technologies had amortization time periods that long. The longest ones tend to be things such as increased levels of insulation and electrically heated houses, which presumably will last as long as the house. So you pick a 20-year or 25-year amortization period that corresponds to the amortization period of the house itself. For things such as electric motors we use the average lifetime of the electric motor, and that varies depending on the motor size. For things such as refrigerators, we amortize them over the average lifetime of the average refrigerator.

It varies, and you get very interesting results. Let me show you some of them, and then Brian will go into some of the details behind the curves. By the way, this study is strictly for Ontario.

First of all, you cannot measure these things in an absolute sense. You have to take a base year and to look at the savings that can be achieved relative to the demand in that base year.

• 0935

It is very difficult to say how much you can save by moving to energy-efficient refrigerators in 1994, because you do not know what the average efficiency of refrigerators is going to be in 1994, so you do not know how much credit you can take for the extra efficiency.

We took 1985 electricity use in Ontario and we analysed how much conservation could be bought through efficiency investments in that base year. This results in what is called a "supply curve". It is not, really, in the technical sense an economist would use the word, but it is a supply curve of electricity conservation,

[Translation]

M. Gagnon: Supposez-vous alors que les méthodes que vous utilisez auront une durée de vie aussi longue que le taux d'amortissement? Vous amortissez une nouvelle production d'électricité à un taux de 4 p. 100 par année. Vous supposez également, alors, que les mécanismes que vous mettez en place pour économiser l'énergie et augmenter l'efficacité auraient une durée de vie aussi longue que la centrale.

M. Torrie: Non, ce n'est pas ce que nous faisons. Il y a deux facteurs qui entrent en ligne de compte dans le calcul financier. L'un est le taux d'intérêt, que nous établissons à 4 p. 100, c'est-à-dire à un taux égal à celui utilisé pour le financement des centrales électriques. L'autre est le nombre d'années sur lesquelles les techniques sont amorties, et ce chiffre varie d'une technologie à l'autre, selon sa durée de vie physique réelle.

Dans le cas de certaines ampoules électriques extrêmement efficaces, cette période peut n'être que de cinq ans. Dans le cas des centrales nucléaires, elle est de 40 ans. Aucune des techniques d'économie d'énergie n'avait une période d'amortissement aussi longue. Les techniques de chauffage des maisons à l'électricité ou d'augmentation du niveau d'isolation sont en général celles qui ont la période d'amortissement la plus longue, c'est-à-dire que leur durée de vie sera sans doute aussi longue que celle de la maison. On choisit donc une période d'amortissement sur 20 ou 25 ans, qui correspond à la période d'amortissement de la maison elle-même. Dans le cas des moteurs électriques, par exemple, nous utilisons la durée de vie moyenne d'un moteur électrique, et sa durée varie selon la dimension du moteur. Pour des appareils comme un réfrigérateur, nous les amortissons sur la durée de vie moyenne d'un réfrigérateur moyen.

Cela varie, et les résultats sont très intéressants. Permettez-moi de vous en montrer quelques-uns, puis Brian vous donnera un peu plus de détails en ce qui concerne les courbes. Soit dit en passant, la présente étude porte strictement sur l'Ontario.

D'abord, on ne peut pas mesurer ces choses de façon absolue. Il est nécessaire de prendre une année de base et d'examiner les économies qui peuvent être réalisées par rapport à la demande au cours de cette année de base.

Il est très difficile de dire quelles seront les économies réalisées grâce aux réfrigérateurs au rendement énergétique en 1994, parce que l'on ne sait pas quel sera le rendement énergétique moyen des réfrigérateurs en 1994.

Nous avons pris l'utilisation d'électricité en 1985 en Ontario et nous avons analysé quelles économies pouvaient être réalisées grâce aux investissements dans le rendement énergétique au cours de cette année de base, ce qui nous a donné ce que l'on appelle une «courbe d'offre». Il ne s'agit pas réellement d'une courbe d'offre.

[Texte]

measured in cents per kilowatt-hour. You can see we are adding up thousands of gigawatt-hours.

A gigawatt-hour—I have the same trouble with metric probably a lot of you do, sometimes—is a million kilowatt-hours. So a gigawatt-hour is equivalent to the output of a 1,000-megawatt power plant for one hour—that is another way of looking at it—or the output of two of the Pickering nuclear power plants for an hour would give you about a gigawatt-hour.

The total demand for electricity in Ontario in 1985, if you add up all the sectors, not just residential, works out to a little over 100,000 gigawatt-hours.

This graph looks at the commercial sector. The result is that each measure you analyse, you get a block that goes on the curve.

Mr. Gagnon: The residential sector.

Mr. Torrie: This is for the residential sector, yes.

The height of the block is the cost of that measure after you go through this process I was describing a minute ago. The width of the block is the total amount of electricity that could be saved if that measure were implemented throughout the province. For example, you end up with some blocks that are very cheap—i.e., they are not very high—and that are also very wide. Examples are improvements in the efficiency of electric water heating or the result of a move to energy-efficient refrigerators across the province. You can see an enormous amount of saved electricity could be had for an amortized cost per kilowatt-hour of just over 2¢.

Then gradually you start to get into measures that not only are more expensive but also in some cases do not end up giving you very much total savings either. For example, measures such as window upgrades and door improvements and attic insulation can only be applied to electric-heated houses. Attic insulation in most of the houses in Ontario is not going to save electricity, or at least not much. Your furnace motor will be on a bit less, if you want the technical details, so it will save you a bit. But basically things on this curve such as insulation measures are strictly applied to electric-heated homes. Brian will be going into some detail, for example, about the situation for electricity-efficient refrigerators.

Are there any questions about what these somewhat cryptic titles mean? "Infiltration" means making electric-heated dwellings tighter. "Infiltration improvement"

[Traduction]

dans le sens technique que lui donnerait un économiste, mais il s'agit d'une courbe d'offre des économies d'électricité, mesurées en cents par kilowatt-heure. Comme vous pouvez le voir, le total s'élève à des milliers de gigawatts-heures.

Un gigawatt-heure—le système métrique me pose le même problème qu'à bon nombre d'entre vous parfois—est un million de kilowatts-heures. Donc, un gigawatt-heure équivaut à la production d'une centrale électrique de 1,000 mégawatts pour une heure—voilà une autre façon de le calculer—ou la production de deux centrales nucléaires Pickering pendant une heure donnerait environ un gigawatt-heure.

Si l'on prend tous les secteurs, et pas seulement le secteur résidentiel, la demande totale d'électricité en Ontario en 1985 s'élève à un peu plus de 100,000 gigawatts-heures.

La courbe que vous voyez représente le secteur commercial. Pour chaque mesure analysée, on obtient un bloc que l'on place sur la courbe.

M. Gagnon: Le secteur résidentiel.

M. Torrie: Oui, c'est pour le secteur résidentiel.

La hauteur du bloc est le coût de cette mesure calculé en utilisant le processus que je vous ai décrit il y a une minute. La largeur du bloc est la quantité totale d'électricité qui aurait pu être économisée si cette mesure avait été mise en application dans toute la province. Par exemple, on se retrouve avec certains blocs qui sont très peu coûteux—c'est-à-dire qu'ils ne sont pas très hauts—et qui sont également très larges. Par exemple, il peut s'agir de l'amélioration de l'efficacité du chauffage de l'eau à l'électricité ou d'une mesure visant à passer aux réfrigérateurs à haut rendement énergétique dans toute la province. Comme vous pouvez le voir, on pourrait économiser énormément d'électricité à un coût amorti d'un peu plus de 2¢. par kilowatts-heure.

Ensuite, on commence progressivement à adopter des mesures qui ne sont pas seulement coûteuses, mais qui dans certains cas ne permettent pas de réaliser en fin de compte de très grandes économies d'énergie. Par exemple, les améliorations aux portes et aux fenêtres et l'isolation des greniers sont des mesures qui ne peuvent s'appliquer qu'aux maisons chauffées à l'électricité. L'isolation des greniers dans la plupart des maisons en Ontario ne permettra pas d'économiser de l'électricité, tout au moins pas en grande quantité. Si vous voulez quelques détails techniques, je vous dirai que le moteur de votre brûleur fonctionnera un peu moins, de sorte que vous économiserez un petit peu d'énergie de ce côté-là. Mais essentiellement, les mesures dont il est question ici sur cette courbe, par exemple l'isolation, s'appliquent strictement aux maisons chauffées à l'électricité. Brian vous donnera un peu plus de détails par exemple pour ce qui est des réfrigérateurs à haut rendement énergétique.

Y a-t-il des questions sur ce que signifient certains titres plutôt ésotériques? «Infiltration» signifie rendre plus étanches certains logements chauffés à l'électricité.

[Text]

means caulking measures around leaky windows and that sort of thing.

Mr. Brian Kelly (President, Marbec Resource Consulting): It is not political subversion.

Mr. Torrie: I have done a separate calculation for infiltration measures in apartments, which are an extremely cheap way to save electricity. One of the major problems in electric-heated apartment buildings in Ontario is the rate of air leakage through leaky windows that never seem to get caulked.

I have also broken down some of these measures. You will notice, for example, here it speaks of infiltration pre-1981. That means the application of the infiltration measures in the package we were considering for houses built before 1981. Infiltration on houses built after 1981 shows up here. It is much more expensive and it does not give you as much, because those houses were built tighter to start with. By 1981 our construction practices had improved enough over the post-OPEC-embargo period—especially electricity housing construction, which has always been more efficient to start with—that it is more expensive and there is less bang for the buck.

• 0940

This is a great tool for the policy maker, because you immediately focus, in terms of designing your programs and your measures, on the blocks that are the lowest and the widest, because that is where you can get the most bang for the lowest cost.

The Chairman: What does "SFD" mean?

Mr. Torrie: Single-family detached dwelling. I am sorry; there is a bit of lingo and shorthand in here.

Mr. Gagnon: Ralph, could you explain how you get the savings, for instance, on the water heater? What physically is happening in the water heating that you can have those savings, and in energy-efficient refrigerators?

Mr. Torrie: Water heaters convert electricity to heat very efficiently. There is not much you can do to improve that. But they do allow heat to leak out in a number of ways, and that measure involves a combination of measures to insulate the water heater and to put a thermal trap above the outlet so you do not get hot water losses through convection away from the heater. It also involves the now well-established trends toward more efficient hot-water-using appliances.

The washing machines and dishwashers on the market now, even without any sort of a push for energy

[Translation]

«Amélioration de l'infiltration» signifie calfeutrer les fenêtres et autres mesures de ce genre.

M. Brian Kelly (président, Marbec Resource Consulting): Il ne s'agit pas de subversion politique.

M. Torrie: J'ai fait un calcul séparé pour les mesures d'infiltration dans les appartements, qui sont un moyen très peu coûteux d'économiser de l'électricité. L'un des principaux problèmes dans les immeubles à appartements chauffés à l'électricité en Ontario est la quantité d'air qui s'échappe des fenêtres mal isolées qui ne sont jamais calfeutrées, semble-t-il.

J'ai également décomposé certaines de ces mesures. Par exemple, vous pouvez voir ici l'infiltration avant 1981. Cela signifie l'application des mesures d'infiltration dans la série de mesures que nous envisageons pour les maisons construites avant 1981. On peut voir ici l'infiltration pour les maisons construites après 1981. Ces mesures sont beaucoup plus coûteuses et elles ne permettent pas de réaliser tellement d'économie d'énergie, parce qu'au départ, ces maisons ont été construites beaucoup plus étanches. En 1981, nous avons déjà amélioré nos méthodes de construction suffisamment au cours de la période qui a suivi l'embargo de l'OPEP—particulièrement la construction de logements chauffés à l'électricité qui a toujours été une méthode plus efficace—de sorte que ces mesures sont plus coûteuses et par conséquent moins rentables.

Il s'agit d'un outil merveilleux pour celui qui établit les politiques, parce que l'on se concentre immédiatement, pour ce qui est de la conception des programmes et des mesures, sur les blocs qui sont les moins hauts et les plus larges, parce qu'il s'agit des plus rentables.

La présidente: Que signifie «SFD»?

M. Torrie: «Single-family detached dwelling», maison unifamiliale individuelle. Veuillez excuser notre jargon.

M. Gagnon: Ralph, pouvez-vous expliquer comment on arrive à réaliser des économies, par exemple, sur le chauffe-eau? Que se produit-il dans le chauffage de l'eau ou dans les réfrigérateurs à haut rendement énergétique pour nous permettre de réaliser des économies?

M. Torrie: Les chauffe-eau convertissent l'électricité en chaleur de façon très efficace. Il n'y a donc pas grand-chose que l'on puisse faire pour améliorer ce processus. Cependant, il y a un bon nombre de façons dont la chaleur puisse s'échapper des chauffe-eau, et il s'agit donc de trouver une combinaison de mesures visant à isoler le chauffe-eau et à installer une soupape thermique au-dessus de la sortie de façon à empêcher les pertes de chaleur par convection. Parmi les mesures d'économie d'énergie, la tendance qui est actuellement bien établie consiste à utiliser des appareils ménagers qui font un usage plus efficace de l'eau chaude.

Les machines à laver et les lave-vaisselle qui sont actuellement sur le marché, même les appareils qui n'ont

[Texte]

efficiency, are using less hot water than the models of a few years ago. So some of that virtually no-cost stuff is built in here.

The details are outlined on page 66 of the report. There is an assumption that there would be a reduction in the end-use temperature to 55 degrees Celcius above ambient. That does not involve a practical constraint at all. That just means that, in homes where the thermostats are set, actually, at dangerously high levels, there would be an education campaign that would get those temperatures down to lower levels, which are still suitable for any and all applications. Many of you have probably had the experience of being scalded by hot water out of residential taps.

Some people keep it deliberately high because it is a way of increasing their supply, but that can also be done by better insulation on the pipes and the tank, which is also a very cheap measure for reducing electricity use in water heat. Some people have it very high because they simply do not know how to turn it down. The thermostats are often inaccessible. When they are installed by Ontario Hydro, they are often set at ridiculously high levels—at least they were in the past—and you have to go in with a screwdriver and pull away some insulation, in many cases, to turn the thing down. If you do that and think you are finished, you may not realize that most electric water heaters have a second element run by a second thermostat, and there is a second door you have to open up to adjust that thermostat.

The Chairman: You need to know if you are going to the bottom or the top.

Mr. Torrie: The savings potential here is probably even underestimated on this chart, and the cost may be overestimated, because some of these things basically can be had for nothing. As I say, the details are spelled out on page 66 of the report.

Brian will be going into more detail on the energy-efficient refrigerator, but I basically assumed that we could go as high as an 80% reduction in electricity use over the standard that prevailed in Ontario in 1985.

• 0945

I have gone to a 460 kilowatt-hour standard and technically that point can be reached quite easily. The state-of-the art fridges are already down around 200 kilowatt-hours and it was the point where I felt you could stay within the 2% per kilowatt-hour range. Brian has a lot more information on this.

[Traduction]

pas nécessairement un haut rendement énergétique, utilisent moins d'eau chaude que les modèles d'il y a quelques années. Par conséquent, certaines mesures sont déjà incorporées aux appareils ménagers de sorte qu'elles ne coûtent pratiquement rien.

Vous trouverez les détails à la page 66 du rapport. On suppose que la température d'utilisation finale serait ramenée à 55 degrés celsius au-dessus de la température ambiante. Cela ne représente aucune contrainte pratique. Cela signifie tout simplement que, dans les maisons où les thermostats sont réglés, en réalité, à des niveaux dangereusement élevés, il y aurait une campagne de sensibilisation pour faire abaisser ces températures à des niveaux moins élevés, qui conviendraient néanmoins à toutes les applications. Bon nombre d'entre vous avez sans doute déjà fait la désagréable expérience de vous ébouillanter en ouvrant le robinet d'eau chaude à la maison.

Certaines personnes règlent délibérément les thermostats à un niveau élevé parce que c'est une façon d'augmenter leur approvisionnement, mais ils pourraient également le faire en améliorant l'isolation des tuyaux et du réservoir, ce qui est également une mesure très peu coûteuse pour réduire la quantité d'électricité utilisée par le chauffe-eau. Certaines personnes le règlent à un niveau très élevé parce qu'elles ne savent tout simplement pas de quelle façon le régler plus bas. Les thermostats sont souvent inaccessibles. Lorsque Hydro-Ontario les installe, ils les règlent souvent à des niveaux ridiculement élevés—du moins, c'était le cas par le passé—et dans de nombreux cas, il faut se servir d'un tournevis et enlever un peu d'isolation pour les baisser. Après avoir fait cela, et si l'on croit qu'on a fini, on a peut-être oublié que la plupart des chauffe-eau électriques ont un second élément contrôlé par un second thermostat, et qu'il faut ouvrir une deuxième porte pour régler ce thermostat.

La présidente: Il faut savoir par quel bout commencer.

M. Torrie: Sur le graphique que vous voyez, les économies éventuelles sont sans doute même sous-estimées et les coûts surestimés, parce que certaines de ces mesures sont essentiellement gratuites. Comme je l'ai dit, les détails se trouvent à la page 66 du rapport.

Brian va vous donner quelques détails sur les réfrigérateurs à haut rendement énergétique, mais j'ai présumé qu'ils permettraient de réduire jusqu'à 80 p. 100 de l'utilisation d'électricité par rapport à la norme qui prévalait en Ontario en 1985.

J'ai atteint la norme de 460 kilowatts-heures, c'est un niveau qu'on peut atteindre, techniquement, très facilement. Les réfrigérateurs les plus perfectionnés ne consomment maintenant que 200 kilowatts-heures et c'est pourquoi j'ai cru qu'on pouvait demeurer dans cette fourchette de 2 p. 100 par kilowatt-heure. Brian peut vous fournir plus de renseignements à ce sujet.

[Text]

Some of these are interesting. The cost of the appliance does not go up. You cannot distinguish between the price of the energy-efficient model and the regular one. The changes are mainly design changes and they often result in material saving in the manufacturing phase.

I have curves for the commercial sector and for the whole province. This is what we found in the commercial sector and once again, we did not even try to pretend we were looking at all the possibilities. We really just looked at the possibilities for which we had data.

Fortunately, over the past couple of years, in the process leading up to its demand and supply planning strategy, Ontario Hydro had commissioned a number of background studies on these things. This gave us quite a bit of data, especially in the commercial sector, about what is possible. We looked at three different levels of lighting measures. The first level is simple replacement with more efficient core ballast and fluorescent lights. By the way, we only looked at fluorescent lighting systems here.

The next level involves reflectors and in the final level it is getting up around 6¢ a kilowatt-hour. This involves really high-tech stuff like photocell controllers that automatically adjust the light coming out of the fixtures, depending on how much light is coming in the windows. If the blinds were open today in a room like this, this technology would automatically bring ceiling lights down to maintain a uniform lighting level in the room at whatever level you had preset it.

Brian has brought along an example of a compact fluorescent light bulb. The compact fluorescent is a fluorescent light bulb that can be used to substitute for incandescent lighting systems. The contribution of incandescent lighting in the commercial sector is pretty small. We really only found its application to be cost-effective in the hotel sector, which was the big one. There were some small applications in large commercial buildings but the compact fluorescent is not nearly as significant as the improvements in the efficiency of fluorescent lighting systems.

There is a virtual power plant of electricity sitting out there that can be had if we improve the efficiency of fluorescent lighting systems in our commercial and institutional buildings. This is the way we need to start thinking if we are going to get at this. We have to start thinking of these measures as being just as legitimate for our policy and investment decisions as power plants themselves. We have to start thinking about power plants of conservation that we can go out and build. One of the very biggest potentials out there is the potential for fluorescent lighting improvements in the commercial sector.

[Translation]

Certains renseignements sont intéressants. Le coût de l'appareil n'augmente pas. On ne peut faire la distinction entre un modèle à rendement énergétique et un modèle régulier. Les changements ne sont que des changements de conception qui bien souvent représentent une épargne de matériaux à la phase de la fabrication.

J'ai des courbes qui représentent le secteur commercial et toute la province. Voilà ce que nous avons trouvé dans le secteur commercial et, je le répète, nous n'avons pas cherché à faire croire que nous tenons compte de toutes les possibilités. Nous n'avons étudié que les possibilités pour lesquelles nous disposions de données.

Heureusement, au cours des dernières années, en prévision de ces plans de stratégie pour l'offre et la demande, l'Hydro-Ontario a commandé des études de base sur cette question. Nous avons pu obtenir des données, surtout pour le secteur commercial, au sujet de ce qui est possible. Nous avons donc examiné trois divers niveaux de mesures pour l'éclairage. Il s'agit pour le premier niveau d'un simple remplacement par des ballasts et tubes fluorescents plus efficaces. Je souligne en passant que nous n'avons étudié dans ce cas que les systèmes d'éclairage fluorescent.

Le niveau suivant comprend des réflecteurs et, au palier final le prix s'élève à quelque 6¢. le kilowatt-heure. Il faut donc en réalité des contrôleurs de cellule photoélectrique, par exemple, qui règle automatiquement la lumière qui émane des appareils, et tient compte de la quantité de lumière qui vient des fenêtres. Si les stores étaient ouverts aujourd'hui dans une pièce comme celle-ci, à cause de cette technologie, automatiquement les lumières du plafond diminueraient d'intensité et on obtiendrait un niveau d'éclairage uniforme dans la pièce au niveau pré-réglé.

Brian peut vous montrer ce qui se fait à l'aide d'une ampoule fluorescente compacte. Le fluorescent compact est une ampoule fluorescente qui peut remplacer le système d'éclairage incandescent. La contribution de l'éclairage incandescent dans le secteur commercial est assez minime. D'après nous, son application n'est rentable que dans le secteur hôtelier, secteur important. On a fait des petites applications dans de gros édifices commerciaux, mais l'éclairage plus récent compact est de loin moins important que l'amélioration de l'efficacité des systèmes d'éclairage fluorescents.

Il y a une véritable centrale qui existe et qu'on pourrait utiliser simplement si nous améliorions l'efficacité d'un système d'éclairage fluorescent dans nos édifices commerciaux et institutionnels. C'est de cette façon qu'il nous faudrait voir les choses si nous voulons y arriver. Il faut commencer à songer à ce genre de mesure comme étant tout aussi légitime pour nos décisions en matière de politique et d'investissement que le sont nos centrales elles-mêmes. Il nous faut commencer à penser à la conservation énergétique dans les centrales que nous allons construire. Une des plus grandes possibilités qui existent c'est l'amélioration de l'éclairage fluorescent dans le secteur commercial.

[Texte]

These other blocks have to do with balancing of air and water systems in commercial buildings that are notoriously out of balance. Basically, it involves the emergence of an energy management sector that gets business by going around and helping building managers make sure they are not unnecessarily wasting energy in the maintenance of their heating, ventilating and air conditioning systems. The possibilities in this sector are totally dominated by lighting potential.

We did a much less satisfactory analysis in many ways for the industrial sector. Because of that we used conservative assumptions and came up with results that are probably quite low for that sector. Then we added them together to get a composite curve of electricity conservation for the province of Ontario relative to 1985. As you can see, these are all coded now. They come from the curves I have had up. The ones that start with "R" are from the residential curve, the ones that start with a double "CC" are from the commercial sector curve, and the ones that start with an "I" are from the industrial curve, which I did not show you.

• 0950

In a province that used about 110,000 gigawatt-hours of electricity in 1985, we found an absolute potential for electricity conservation of about 25,000 gigawatt-hours for 4¢ a kilowatt-hour or less, through what we believe are fairly conservative assumptions. The results are quite dramatic.

They are not terribly controversial. You would not get a strong argument from Ontario Hydro about these numbers, I do not think. I am still waiting for a response from them on this. They would argue the feasibility of getting this. The technical and economical potential is very clearly established, and there is quite a strong consensus developing now that there is indeed—unfortunately for everyone—a very large technical and economic potential for improving the efficiency of electricity use. This chart says 5¢ a kilowatt-hour or less, but I think you could say 4¢ and that would still be accurate; in other words, about a quarter of Ontario Hydro's 1985 sales of electricity. It is bigger than the Darlington nuclear power plant.

This is a very conservative conclusion. We are now in the process of converting these energy savings to capacity savings. It is a bit tricky. I think when we do that we will find these measures are not the equivalent of a little over one Darlington nuclear power plant of capacity, but much closer to two Darlington nuclear power plants of capacity.

The Chairman: Are you or Brian going to discuss the feasibility of getting there? Later on.

[Traduction]

Vous avez dans cet autre case l'équilibre entre les systèmes d'air et d'eau dans les édifices commerciaux qui depuis toujours accusent un déséquilibre. Il s'agit surtout de la venue d'un nouveau secteur de gestion énergétique qui aide les gestionnaires des édifices à s'assurer qu'ils ne perdent pas indûment de l'énergie dans leur système de chauffage, de ventilation et de climatisation. Les possibilités dans ce secteur sont dominées entièrement par le potentiel d'éclairage.

Nous avons effectué une analyse beaucoup moins satisfaisante, sous bien des rapports, pour le secteur industriel. C'est pour cela que nous avons utilisé les hypothèses conservatrices et que nous avons obtenu, pour ce secteur, des résultats probablement très bas. Nous les avons additionnés pour obtenir une courbe jumelée de conservation de l'électricité relativement à l'année 1985 pour la province de l'Ontario. Comme vous pouvez le voir, tout est maintenant codé. C'est le résultat des courbes dont je disposais. Le chiffre qui commence par «R» représente le code résidentiel, ceux qui commencent par «CC» représentent le secteur de la courbe du secteur commercial et ceux qui commencent par un «I» représentent la courbe industrielle que je ne vous ai pas montrée.

Pour une province qui utilisait, en 1985, quelques 110,000 gigawatts-heures d'électricité, nous nous sommes rendu compte qu'il y avait une possibilité de conservation de l'électricité de quelques 25,000 gigawatts-heures pour 4c. le kilowatt-heure ou moins, en invoquant des hypothèses de conservation assez conservatrices. Les résultats sont tout à fait spectaculaires.

Ils ne sont pas très controversés. Je ne crois pas que l'Hydro-Ontario conteste vraiment ces chiffres. J'attends toujours une réponse à ce sujet. Ils pourraient soulever un argument sur la faisabilité d'une telle conservation. Le potentiel technique et économique est très clairement établi, et on va constater un très fort consensus sur le fait qu'il y a—malheureusement pour tous—une possibilité technique et économique très importante d'amélioration dans l'utilisation efficace de l'électricité. Il s'agit d'après ce graphique, de 5c. le kilowatt-heure ou moins, mais serait peut-être à mon avis 4c. et être quand même juste, autrement dit, environ le quart des ventes de l'électricité de l'Hydro-Ontario en 1985. C'est encore plus important que le centre nucléaire de Darlington.

Il s'agit d'une conclusion très conservatrice. Nous en sommes présentement à convertir ces économies d'énergie en économies de capacité. Cela pose quelques problèmes. Ce faisant, nous allons certainement nous rendre compte que ces mesures ne sont pas l'équivalent d'une capacité légèrement supérieure à la centrale nucléaire de Darlington, mais plutôt de la capacité de deux centrales nucléaires Darlington.

La présidente: Est-ce que vous ou Brian allez nous dire comment on pourrait y arriver? Plus tard.

[Text]

Mr. Torrie: Yes.

Mr. Kelly: We will be looking at the economics and the market barriers.

Mr. Porter: On your chart, are you still talking of just impacting on that 12%?

Mr. Torrie: No.

Mr. Porter: This is the whole?

Mr. Torrie: For example, all the measures on electricity savings that can be achieved through attic insulation and infiltration improvements to electrically heated buildings are going to reduce the electricity used to supply heating. Those are measures impacting on the use of electricity in the heat market itself.

Since this report was done, we have done quite a bit more work on the industrial sector, and there are a lot of things we missed. There is a revolution going on in electricity use for electrochemical applications, for example, and the chloralkali industry's electricity consumption levels per unit of product can be expected to go way down in the years ahead as they move over to the new technologies. We are hoping to do some more work in that area in the months ahead. But no, we did not restrict it to that sector.

As I said, the interesting thing is that when electricity is used for those electricity-specific applications, in lighting, motors, appliances and so on, it happens to be one of the largest potentials that exists. One can speculate it is partly because electricity has been able to develop in that market without any competition, without having to worry about efficiency, really. The whole technology of electricity use for those applications is only now beginning to be designed with efficiency of use in mind. It is true in spades with our trading partners.

There is a downside to low electricity prices, and it has to do with the pace of technological innovation in electricity-using technology. We could very well be in the same situation with our appliances as we were with our cars after the oil price hikes if we do not play catch-up in the business of electricity-efficient technologies. The Japanese refrigerators are miles ahead of ours, and even the Americans are moving now. Even Reagan, a non-interventionist president, signed into law last year mandatory efficiency standards for the manufacturer of electricity-using appliances. The industry lobbied him to do it; the threat of being blown away by foreign competition had a lot to do with it.

[Translation]

M. Torrie: Oui.

M. Kelly: Nous allons étudier l'aspect économique des barrières du marché.

M. Porter: Est-ce que cela est toujours sur votre graphique, des répercussions de 12 p. 100?

M. Torrie: Non.

M. Porter: C'est pour l'ensemble?

M. Torrie: Je vous donne un exemple, toutes les mesures d'économies d'électricité réalisées par l'isolation des greniers et l'amélioration de l'infiltration des édifices chauffés électriquement réduiront l'électricité qui sert au chauffage. Ce sont-là des mesures qui ont des répercussions sur l'utilisation de l'électricité sur le marché du chauffage.

Depuis que ce rapport a été fait, nous avons fait davantage de travail au sujet du secteur industriel, il y a beaucoup de choses dont nous n'avons pas tenu compte. Il y a en ce moment une révolution dans l'utilisation de l'électricité pour les applications électro-chimiques, par exemple, et les niveaux de consommation de l'électricité dans l'industrie du chlore et de la source caustique, parmi l'unité de production, pourraient beaucoup diminuer dans les années à venir si on adopte les nouvelles technologies. Nous espérons faire beaucoup de travail dans ce sens dans les mois à venir. Cependant non, nous ne sommes pas limités à ce secteur.

Je le répète, ce qui est intéressant c'est que lorsque l'électricité est utilisée ou les applications spécifiques à l'électricité, pour l'éclairage, les moteurs, les appareils électriques et autres, il se trouve que c'est l'un des potentiels les plus importants qui existent. On pourrait prétendre que la raison en est en partie que l'électricité a pu se développer dans ce marché sans qu'il y ait concurrence, sans qu'on s'inquiète vraiment de l'efficacité. On ne fait que commencer à songer à l'efficacité pour la conception de l'ensemble de la technologie de l'utilisation de l'électricité pour ce genre d'applications. C'est également très vrai pour nos partenaires commerciaux.

Il y a aussi le côté négatif des bas prix de l'électricité, en ce qu'ils influencent le rythme de l'innovation dans les technologies consommatrices d'électricité. Nous pourrions bien nous trouver, avec nos appareils électriques, dans la situation où nous étions avec nos voitures après l'augmentation des prix de l'essence si on ne songe pas à améliorer constamment le rendement de l'électricité. Les réfrigérateurs japonais nous ont dépassés de loin, et les Américains s'y mettent maintenant. Même Reagan, qui est non-interventionniste, a fait adopter une loi l'an dernier prescrivant des normes d'efficacité obligatoires pour les fabricants d'appareils électriques. Les représentants avaient exercé des pressions auprès de lui et le fait qu'il existait une menace de la part de la concurrence étrangère y était pour beaucoup.

[Texte]

[Traduction]

• 0955

I am going to let Brian give me break, unless there is anything else based on that so-called introduction. I am sorry about that.

Mr. Kelly: As indicated in the document provided to you, I am going to attempt to address three groups of equipment or technology and to go into a little more detail. Because of time constraints, I am going to pick and choose between the overheads I have here. You have a complete set. If there is any that I do not address, or if there is any that I do address that you want to question me on, say so. We can put them up on the overhead and I can explain what they are. We have simply extracted graphs, tables and charts from the documents; they take a little bit of explanation in many cases for you to see what we doing and to draw the appropriate conclusions.

The first area I want to talk about is energy-efficient fluorescent lighting, exactly what you have overhead here; four-foot fluorescent tubes, which are the work horse of lighting in every commercial and institutional building in this country. Those systems are essentially comprised of three components: the lamp, the ballast, which is the piece of electronic equipment that alters the current and drives the lamp, and a reflector, which attempts to direct the light downward to where it is used.

In each case, there are new technologies that have been developed, largely not in this country but in the United States and Europe, to reduce the energy consumption or to increase the efficiency considerably. I want to indicate to you the efficiencies, some of the cost-effectiveness and some of the market penetration.

We are dealing with energy-saving lamps. On the market there are what we call conventional four-foot fluorescent lamps. Probably the lamps overhead here consume 40 watts apiece. There are on the market what we call "four generations", four generations of more energy-efficient lamps, which we have labelled 1A, B, C, 2, 3 and 4; instead of being a 40-watt fluorescent lamp, they consume 34, 34, 34, 32, 32. One is a bit of an anomaly: it is a 40-watt, but it has a much higher output than a normal 40-watt lamp.

I want to focus on the savings per lamp—15% increasing to 20% and the pay-back period. At the time of replacement of a failed lamp that is a normal conventional 40-watt fluorescent lamp, if this one is installed, the pay-back period is about five months, or 0.4 years; in other words, the additional costs of the energy-efficient lamp is repaid in less than half a year.

As you go to the newer models and the ones that save a little more, the pay-back period rises a bit. You would think that something with a pay-back period of 0.4 years would be almost totally accepted. What building manager

Je vais céder la parole à Brian, à moins qu'il faille ajouter quelque chose à ce que j'ai dit en guise d'introduction. Excusez-moi.

M. Kelly: Comme vous le constaterez à la lecture du document qui vous a été fourni, je vais vous décrire trois groupes de matériel, trois technologies, en ajoutant quelques détails supplémentaires. Étant donné que nous sommes limités par le temps, je vais choisir quelques unes des diapositives que j'ai apportées. J'en ai tout un jeu. Dites-moi si j'en oublie certaines qui vous intéressent ou si vous avez des questions à propos de celles que je décrirai. Nous les projetterons grâce à la visionneuse et je vous donnerai des explications. Nous avons extrait des courbes, des tableaux et des graphiques des documents et avec quelques explications, vous comprendrez ce que nous faisons et vous pourrez en tirer les conclusions qui s'imposent.

Je parlerai d'abord de l'éclairage fluorescent à haut rendement, celui qui éclaire cette salle précisément. Il s'agit de tubes fluorescents de quatre pieds de long, qui équiperont en quasi exclusivité les édifices commerciaux ou institutionnels au Canada. Ils comprennent essentiellement trois éléments: la lampe, la résistance ballast, qui est une pièce électronique qui fait alterner le courant et excite la lampe, et un réflecteur qui dirige la lumière vers le bas, où elle est utilisée.

Dans chacun des cas, de nouvelles technologies ont été mises au point, pas tant au Canada qu'aux États-Unis et en Europe, pour réduire la consommation d'énergie et accroître considérablement l'efficacité de cet éclairage. Je vais décrire les gains de rendement obtenus du point de vue de la réduction des coûts et de la part du marché obtenu.

Il s'agit ici de lampes à haut rendement. On vend sur le marché actuellement des lampes plus récentes de quatre pieds, conventionnelles. Celles qui se trouvent ici consomment sans doute 40 watts chacune. Il existe sur le marché quatre générations de lampes à plus haut rendement que nous avons étiquetées 1A, B, C, 2, 3 et 4. Ces lampes, au lieu de consommer 40 watts, en consomment 34, 34, 34, 32, 32. Il y a une petite exception. Il y a une lampe de 40 watts qui produit un éclairage supérieur à la lampe de 40 watts ordinaire.

Je voudrais vous parler des économies réalisées pour chacune de ces lampes, des 15 à 20 p. 100 d'économie et de la période d'amortissement. Au moment où l'on remplace les lampes fluorescentes brûlées conventionnelles, pour en installer de nouvelles, commence une période d'amortissement de cinq mois, c'est-à-dire 0,4 années. En d'autres termes, le coût supplémentaire de ces lampes à haut rendement est amorti en moins de six mois.

Pour les tout nouveaux modèles, ceux qui permettent d'économiser davantage, la période d'amortissement est un peu plus longue. On serait porté à croire qu'une période d'amortissement de 0,4 années est tout à fait

[Text]

would not invest in a lamp in which he receives his incremental investment back in five months? These numbers here show that of all the lamps sold annually, at least in 1985 in this country, only 23% were energy-efficient lamps. In other words, 77% of the people buying lamps as replacements were not taking advantage of a 0.4 year pay-back when they put those lamps in.

As for the penetration of those lamps into what I call the standing stock of lamps in the country, we have millions of lamps in buildings; a certain proportion of those, about one-fifth, turn over every year because they fail. Because of this lag that is built into the system, new sales can be 23% energy efficient, but the penetration in the standing stock is lagged behind that, and right now stands at somewhere 15% and 17%. These are based on 1985 figures.

• 1000

A ballast is a piece of equipment that you cannot see in most lamps. It is usually a metal box consisting of a copper coil wound around an iron core. It alters, along with a couple of capacitors and other pieces of equipment, the characteristics of the current supply. They start the lamp and they maintain the lamp output.

There are two or three generations of energy-efficient lamps. There is what we call the energy-efficient core and coil. Then there are the electronic lamps. It is not a wound coil; it consists of transistors and electronic components. The savings in these, in the simple higher-efficiency core and coil, is 10%. The savings in the electronic lamps vary widely. Ralph intimated a system where you have photoelectric cells, dim lamps. That is done in conjunction with an electronic ballast, which does have the capability for forming this dimming.

It is basically a question of what peripherals you have in association with the electronic ballast that determines this wide range of somewhere between 15% and 80% saving in the consumption of the ballast. I am going to show you how all these fit together in a few moments.

The electronic dimming ones can reach savings of 80%. What we have coming on the market, which is very active in the United States but less active in Canada, is a whole new generation of reflectors. If you took the cover off those lamps, you would see a dull white painted metal reflector behind them. It is not a very efficient reflector of light down onto the working surface. We have on the market now new reflectors that literally look like mirrors. 3-M makes a film that is rolled and affixed to a metal substrate, and for all the world it looks like a mirror.

[Translation]

acceptable. Quel responsable d'immeuble n'investirait pas dans une lampe dont la différence légèrement supérieure dans le coût est amortie en cinq mois? Les chiffres que vous avez ici montrent que les lampes vendues en 1985 par exemple, n'étaient qu'à 23 p. 100 des lampes à haut rendement. En d'autres termes, 77 p. 100 des gens achetaient des lampes de remplacement sans tirer partie de cette période d'amortissement de 0,4 années qu'offrent les nouvelles.

Pour ce qui est de la part du marché qui revient à ces lampes par rapport à toutes les lampes utilisées au Canada, c'est-à-dire des millions, cela représente environ un cinquième de la totalité, c'est-à-dire ce qui correspond aux lampes brûlées. Étant donné cette caractéristique, les nouvelles ventes pourraient être, dans une proportion de 23 p. 100 des lampes à haut rendement, mais cette part du marché est légèrement inférieure, et représente actuellement 15 à 17 p. 100 de la totalité. Ces chiffres valent pour 1985.

Le ballast est une pièce invisible dans la plupart des lampes. Il s'agit d'ordinaire d'un boîtier métallique comprenant une bobine de cuivre sur un noyau de fer. Cette résistance, combinée à des condensateurs et autres éléments, agit sur le courant. Elle permet l'allumage de la lampe et entretient l'éclairage.

Il y a deux ou trois générations de lampes à haut rendement. C'est ce que nous appelons les bobines et noyaux à haut rendement. Ensuite, il y a les lampes électroniques. Il ne s'agit pas d'une bobine enroulée mais plutôt de transistors et de composants électroniques. Les économies réalisées dans le cas des simples lampes à bobines et noyaux améliorés représentent 10 p. 100. Dans le cas des lampes électroniques, cela varie énormément. Ralph a parlé d'un système qui comprend des cellules photoélectriques, des lampes atténuées. Ces lampes sont réalisées grâce à des résistances ballast, qui ont la propriété de réaliser l'éclairage atténué.

Suivant les autres composants combinés au ballast, on obtient des économies de consommation qui varient de 15 p. 100 à 80 p. 100. Je vais vous montrer comment tout cela s'orchestre dans un instant.

Les lampes atténuées électroniques peuvent permettre des économies de 80 p. 100. Sur le marché, beaucoup plus aux États-Unis qu'au Canada, commencent à arriver toute une nouvelle génération de réflecteurs. Si l'on retirait ce qui recouvre les lampes qui sont au plafond, on constaterait que le réflecteur est en métal dépoli, peint blanc. Cela ne constitue pas un réflecteur très efficace pour diriger l'éclairage vers la surface de travail. Sur le marché, il existe de nouveaux réflecteurs qui ressemblent littéralement à des miroirs. La Société 3-M fabrique une pellicule qui est roulée et fixée à une feuille de métal, et cela ressemble littéralement à un miroir.

[Texte]

It is a more efficient reflector of light down onto the working surface. In a four-tube trough like that, you can install one of these silver film or anodized aluminum reflectors. You can take out two of the lamps, disconnect one of the ballasts, and still have the same light on the working surface. The light that was formerly lost, bouncing around and not being reflected by very efficient reflective surfaces, is now directed down to the working surface. That is how we get down to these 50% savings.

There is a booming business in the United States, and it is starting here in Canada, of going into a building and installing these highly efficient reflectors, literally disconnecting half of the lamps and ballasts. That not only saves the electricity they consume to produce light, but also it has a hidden bonus in the air conditioning system in those buildings. You basically run the air conditioning system to get rid of the waste heat from your lighting and a little bit from your computers and other equipment.

This attempts to summarize the study for you. I will show you a couple of other illustrative charts. This one shows how you can combine these three technologies. The only columns I want you to look at are the percentage saving here. If you just put first-generation energy efficient lamps in what we call a 4x4 trougher, a four-foot-long trough with four lamps in it and two ballasts, the savings can vary from 14.6% all the way up through various combinations of these technologies to something that can save between 60% and 90% of the electricity going into that unit. It will still produce the same quality and quantity of light where you need it, but through a combination of fourth-generation lamps, highly efficient ballasts, and optical reflectors, you can achieve savings of up to 90% in the electrical consumption.

With regard to the annual dollar saving for each of these lighting units if you were to do the measures indicated here, let us look at the pay-back periods. The energy-efficient lamps go from 0.4 years up to 2.9 years. The ballasts go from 3.8, depending on what the peripherals are in these electronic ballasts, which are decent pay-back periods.

• 1005

In many cases they are not pay-back periods that will be taken up by building owners. We have a particular problem in this sector, since we are talking about commercial institutional buildings. So much of that space is rented, and we have the very common split incentives, where the person who would pay for the higher-efficiency lamp or ballast is not the person who is paying for the electrical bill. So the costs and the savings do not converge; they are borne by different people. That is probably the major barrier preventing the penetration of these energy-efficiency technologies in this sector. That is why, in many cases, we are standing at 23%.

[Traduction]

C'est un réflecteur beaucoup plus efficace. Pour une lampe à quatre tubes de ce genre, on peut installer ce réflecteur recouvert d'une pellicule argentée ou d'aluminium anodisé. Si on retire deux de ces lampes, si on débranche une des résistances, cela produit le même éclairage sur la surface de travail. L'éclairage qui était perdu auparavant, qui allait dans tous les sens et qui n'était pas reflété par des surfaces de réflexion efficace, est désormais dirigé vers la surface de travail. C'est comme ça que l'on obtient 50 p. 100 d'économie.

Il s'agit d'une entreprise très prospère aux États-Unis, et qui démarre ici au Canada. Cela signifie que l'on installe désormais dans les immeubles des réflecteurs très efficaces, ce qui permet de débrancher la moitié des lampes et des ballasts. Cela ne permet pas seulement d'économiser l'électricité pour la production de l'éclairage mais également d'alléger la climatisation de ces immeubles. La climatisation sert essentiellement à évacuer la chaleur perdue qui provient de l'éclairage et un peu des ordinateurs et des autres équipements.

J'ai essayé de vous résumer l'étude. Je vais maintenant vous montrer quelques graphiques pour illustrer le tout. Celui-ci montre que l'on peut combiner les trois technologies. Je vous demanderais de vous reporter uniquement aux colonnes indiquant le pourcentage d'économie. Si l'on remplace ces unités 4X4 par la première génération des lampes à haut rendement, c'est-à-dire les quatre tubes de quatre pieds et les deux ballasts, les économies réalisées représentent environ 14,6 p. 100. Suivant les diverses combinaisons de ces nouvelles technologies, on peut économiser de 60 à 90 p. 100 de l'énergie électrique nécessaire pour chaque unité. En même temps, on aura la même qualité et le même éclairage car grâce à une combinaison des lampes de la quatrième génération, des ballasts à très haut rendement et des réflecteurs optiques, on peut réaliser des économies de près de 90 p. 100 sur la consommation d'électricité.

Pour ce qui est des économies annuelles pour chacune de ces unités d'éclairage, on peut en faire une évaluation à partir de la période d'amortissement. Les lampes à haut rendement ont une période d'amortissement de 0,4 année à 2,9 années. Quant aux résistances, suivant les autres pièces utilisées dans les résistances électroniques, peut être, ce qui est très raisonnable, de 3,8 années.

Dans bien des cas, ces périodes d'amortissement ne concernent pas les propriétaires des immeubles. Nous avons un problème particulier dans ce secteur, étant donné qu'il s'agit d'immeubles commerciaux. Une part très importante de ces espaces sont loués, et il y a les mesures d'encouragement partagées, formule très courante, en vertu de laquelle la personne qui paie la lampe à faible consommation d'énergie ou le ballast n'est pas celle qui paie la note d'électricité. Par conséquent, les coûts et les économies ne se rejoignent pas; ils sont payés par des personnes différentes. C'est sans doute là le plus gros obstacle à la pénétration dans ce secteur de toutes ces

[Text]

We looked in the study at the different types of commercial markets and where these split incentives apply or do not apply. I think it is fair to say the building operators who today are buying the energy-efficient equipment are those who own and operate their own buildings. These are the banks and the large corporations, which have office towers where they pay the maintenance, they pay the lighting, equipment installation, and the electrical bill. So the costs and the savings converge. They are large and sophisticated enough to know about these technologies and they make the decisions.

With the other types of office buildings, where they are owned by a developer and rented or subleased to dozens of tenants, in most cases the costs and the benefits do not converge. There is no incentive for the building owner to pay for slightly higher-cost lamps or ballast or whatever when the electrical bill is split amongst all the tenants and passed on as a hidden part of his rent. He is happy to carry on because his tenants are paying the electrical costs, so why should he bear higher maintenance costs by installing more efficient lamps? That is one of the biggest barriers we have.

There are others too, having to do with the manufacturers. In Canada the lamps are supplied by a very few companies. They provide energy-efficient lamps and they provide conventional lamps, and there is no particular profit advantage to them in pushing the energy-efficient lamps, because if you do not buy an energy-efficient one you will buy a conventional one. They long ago amortized the cost of the production line for the conventional lamps, and they are probably, I suspect, making slightly higher profit margins on the conventional lamps.

You do not see a lot of aggressive marketing of the energy-efficient lamps. The most aggressive company in this area I think has been Sylvania. All of them have the energy-efficient versions that have been brought in from R and D facilities in the U.S. or in Europe.

Take a quick look at the cost-effectiveness of some of these combined technologies. These are the same eight combination scenarios that I have shown you. You can see the pay-back periods are all very reasonable. There are some that would not be touched by a commercial operator.

So far we have been looking at cost-effectiveness from the end user's point of view. The subject Ralph raised was

[Translation]

techniques qui permettent de faire des économies d'énergie. C'est pourquoi, dans bien des cas, on en est à 23 p. 100.

Dans le cadre de l'étude, nous nous sommes penchés sur les différents types de marchés commerciaux et sur les situations où ces mesures d'encouragement partagées s'appliquent ou ne s'appliquent pas. Je pense qu'il est juste de dire que les propriétaires d'immeubles qui achètent aujourd'hui du matériel à faible consommation d'énergie sont ceux qui sont à la fois propriétaire et exploitant. Ce sont les banques et les grosses sociétés qui ont des tours de bureaux pour lesquelles elles paient l'entretien, l'éclairage, l'installation de matériel et la note d'électricité. Dans leur cas, les coûts et les économies se rencontrent. Ils sont suffisamment gros et suffisamment sophistiqués pour être au courant de ces techniques, et ils prennent les décisions.

Dans le cas des autres types d'immeubles de bureaux, qui appartiennent à un promoteur immobilier et qui sont loués ou sous-loués à des douzaines de locataires, dans la plupart des cas, les coûts et les avantages ne se rencontrent pas. Le propriétaire n'est guère poussé à acheter les lampes ou le ballast légèrement plus coûteux lorsque la note d'électricité est partagée par l'ensemble des locataires, étant donné qu'elle fait partie du loyer. Il est très heureux de laisser les choses comme elles sont, étant donné que ce sont ses locataires qui paient l'électricité. Pourquoi donc augmenterait-il ses frais d'entretien en faisant installer des lampes à rendement plus élevé? C'est là l'un des plus gros obstacles.

Mais il y en a d'autres qui concernent les fabricants. Au Canada, les lampes sont fournies par un nombre très limité de compagnies. Celles-ci vendent des lampes à faible consommation d'énergie et des lampes conventionnelles, et il n'est pas particulièrement intéressant pour elles de mettre l'accent sur les lampes à faible consommation d'énergie, étant donné que si vous n'achetez pas ce genre de lampe, vous achèterez une lampe conventionnelle. Ces compagnies ont, il y a longtemps déjà, amorti le coût de la chaîne de fabrication des lampes conventionnelles, et j'imagine qu'elles ont une marge de profit légèrement supérieure pour ces mêmes lampes.

Il ne se fait pas une commercialisation très dynamique des lampes à faible consommation d'énergie. La compagnie la plus dynamique dans ce domaine a sans doute été Sylvania. Elles ont toutes des lampes à faible consommation d'énergie qui proviennent d'installations de recherche et de développement aux États-Unis ou en Europe.

Voyons rapidement la rentabilité de certaines de ces techniques combinées. J'ai préparé à votre intention huit scénarios de combinaisons possibles. Vous constaterez que toutes les périodes d'amortissement sont tout à fait raisonnables. Il y en a auxquelles les exploitants commerciaux ne toucheraient jamais.

Nous avons jusqu'ici examiné la rentabilité du point de vue de l'utilisateur final. Ralph a soulevé la question de

[Texte]

why not utilities? If utilities were to pay the differential cost between an energy-efficient lamp and a conventional lamp or ballast or reflector, they would be overcoming many of these barriers that are in the marketplace.

As for the owner of the office tower down here on Bank Street who sublets all his space and has no incentive to pay another 22¢ for an energy-efficient lamp, if Hydro came in and said it would cover the 22¢ cost for the energy-efficient lamp—it is in Hydro's interest, because it benefits from the increased energy capacity—that fellow would probably do it. If there is no increased cost to face and if he can offer his tenants lower operating costs, he will probably go for it.

We have done an analysis of cost-effectiveness from the utility perspective; that is, the utility not covering the entire cost of the piece of equipment but covering the differential cost between the conventional and the energy efficient.

These numbers take a bit of explanation. Basically, these numbers are a cost-effectiveness index. We are comparing the cost-effectiveness of an investment in conservation with the cost-effectiveness of an investment in conventional supply. Depending on what assumptions you make about the differential cost of a lamp, whether it is 44¢ or 28¢, depending on whether you factor in an air conditioning saving or you do not factor in an air conditioning saving, and depending on whether you look at the subsidies to electricity that are built into the system, these numbers tell you that, for example, it is 11 times more cost effective for Ontario Hydro to pay somebody 44¢ for an energy-efficient lamp than it is to go out and to invest in a new unit of generation.

• 1010

These numbers vary widely, depending on the assumptions. We can go into those if you wish.

The Chairman: How is the utility going to finance the differential?

Mr. Kelly: In the same way as they finance the building of a new plant. There are many utilities in the United States offering subsidies of up to \$1 per lamp.

Mr. Porter: And that goes in the rate base?

Mr. Kelly: Yes. The current snapshot is that, of all the lamps sold, about 25% are energy efficient. It varies somewhat across the country. This is what we call the energy-saving lamp market share. It is highest in British Columbia, which I think is due to the fact that B.C. Hydro in the late 1970s and early 1980s was a strong promoter of energy-efficient lamps.

[Traduction]

services d'utilité publique. Si les services d'utilité publique payaient la différence entre le coût d'une lampe à faible consommation d'énergie et celui d'une lampe, d'un ballast ou d'un réflecteur conventionnel, cela éliminerait nombre de ces obstacles que l'on retrouve sur le marché.

Quant au propriétaire d'une tour de la rue Bank, qui sous-loue tous ses espaces et que rien n'encourage à payer 22c. de plus pour une lampe à faible consommation d'énergie, si l'Hydro lui proposait de couvrir ces 22c.—et ce serait dans l'intérêt de l'Hydro, qui bénéficierait d'une capacité énergétique accrue—alors il serait sans doute d'accord. S'il n'y a pas augmentation de coût et s'il peut proposer des frais d'exploitation inférieurs à ses locataires, alors il sera sans doute d'accord.

Nous avons fait une analyse de rentabilité du point de vue du service d'utilité publique. Dans notre formule, le service d'utilité publique ne couvrirait pas le coût intégral du matériel, mais seulement l'écart entre le coût du matériel conventionnel et celui du matériel à faible consommation d'énergie.

Ces chiffres méritent certaines explications. Il s'agit en gros d'un indice de rentabilité. On compare la rentabilité d'un investissement dans la conservation avec celle d'un investissement dans des produits conventionnels. Selon les hypothèses que vous émettez relativement à l'écart dans le coût des différentes lampes, que ce soit 44c. ou 28c., selon que vous teniez compte ou non des économies en matière de climatisation et selon que vous fassiez intervenir les subventions pour l'électricité qui s'inscrivent dans le système, ces chiffres vous disent, par exemple, qu'il est onze fois plus intéressant pour Hydro-Ontario de payer quelqu'un 44c. pour une lampe à faible consommation d'énergie que d'investir dans un nouveau générateur.

Ces chiffres varient beaucoup, en fonction des différentes hypothèses que nous pourrions aborder avec vous, si cela vous intéresse.

La présidente: Comment le service d'utilité publique va-t-il financer la différence dans le coût?

M. Kelly: Tout comme il financerait la construction d'une nouvelle centrale électrique. Il y a de nombreux services d'utilité publique aux États-Unis qui proposent des subventions pouvant aller jusqu'à 1\$ par lampe.

M. Porter: Et cela est intégré au barème des tarifs?

M. Kelly: Oui. A l'heure actuelle, environ 25 p. 100 de l'ensemble des lampes vendues sont des lampes à faible consommation d'énergie, mais cela peut varier d'une région du pays à une autre. C'est ce que nous appelons la part du marché des lampes à faible consommation d'énergie. Là où le pourcentage est le plus fort, c'est en Colombie-Britannique, et cela est sans doute dû au fait que vers la fin des années 70 et au début des années 80, B.C. Hydro a fait la promotion des lampes à faible consommation d'énergie.

[Text]

There is a real anomaly here, though. The lowest penetration is P.E.I., where they have the highest electricity rates. You can perhaps explain Quebec's being in the middle, but in Nova Scotia and P.E.I., where they have rates three and four times those faced in Quebec and B.C., it has not penetrated. What would happen to those penetration rates under three scenarios of utility subsidy?

We have looked at status quo; that is, doing nothing—the utility does not intervene with either subsidies or active information programs. We see the penetration rate trundling along at about this rate. That is probably optimistic. The most recent figures we have seen indicate that, because of the perception that there is no energy problem, because electricity rates in general are not increasing at the 8% or 9% level they were 20 years ago, and because the ready market for these lamps has to some degree been saturated—that is, the owner-operated buildings—I would not be surprised that under a no-intervention scenario that line would begin to curve off in this direction.

We have looked at what would happen to those market shares if utilities were to offer modest and aggressive rebates for this equipment. As you can see, we have some major effects upon the penetration rate up to the year 2010 on energy-efficient lamps.

One table in the package addresses those three scenarios and shows what savings could be made in both demand and energy or, in other words, megawatts of capacity and gigawatt-hours of electricity under those three scenarios over those years.

That just about concludes lighting. I would merely back up and say that lighting is the number-two electricity consumer in this country. Motors are number one. In rough terms, motors consume 50% of all electricity produced in this country, and we are going to come to talk about motors in a minute. Lighting probably consumes about 25%.

In the commercial sector, lighting is the overwhelming consumer of electricity in commercial institutional buildings, and there are major, major opportunities. As Ralph said, there are power plants of lighting conservation sitting out there waiting to be had. What takes the having is some active programs to overcome the institutional barriers that are currently preventing this apparently cost-effective technology from penetrating.

I described that anomaly of a five-month pay-back and yet only a 25% market share as a failure of the market to operate properly. There are a number of reasons why it

[Translation]

On a cependant relevé une anomalie. La pénétration la plus faible a été enregistrée à l'Île-du-Prince-Édouard, où les tarifs pour l'électricité sont les plus élevés. Il serait peut-être possible d'expliquer les raisons pour lesquelles le Québec se situe au milieu, mais en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard, où les tarifs sont trois à quatre fois ceux qui sont en vigueur au Québec et en Colombie Britannique, ces lampes n'ont pas pénétré le marché. Qu'advient-il de ces taux de pénétration dans le cadre des trois scénarios où il y aurait une subvention?

Nous avons examiné le statu quo, c'est-à-dire la situation où il ne se passerait rien: le service d'utilité publique n'interviendrait pas du tout, ni en versant des subventions ni en lançant des programmes d'information. Selon nous, le taux de pénétration se maintiendrait à peu près au niveau actuel. Cela est sans doute optimiste. Les chiffres les plus récents que nous ayons vus laissent entrevoir qu'à cause du fait que les gens pensent qu'il n'y a pas de problème d'énergie, à cause également du fait que les tarifs pour l'électricité n'augmentent pas de huit ou de neuf p. 100, comme c'était le cas il y a 20 ans, et enfin à cause du fait que le marché facile pour ces lampes a dans une certaine mesure été saturé—et je parle ici des immeubles appartenant aux propriétaires exploitants—cela ne m'étonnerait pas du tout que dans le cadre d'un scénario de non-intervention comme celui-là, la courbe commence à retomber.

Nous avons également cherché à savoir ce qui se passerait pour ces parts de marché si les sociétés d'utilité publique consentaient des remises, même modestes, pour ce matériel. Comme vous pouvez le constater, nous avons quantifié certaines des conséquences que cela aurait sur le taux de pénétration des lampes à faible consommation d'énergie jusqu'en l'an 2010.

Le jeu de documents comprend un tableau qui traite de ces trois scénarios et qui montre quelles économies seraient réalisables, tant pour la demande que pour l'énergie. On donne, pour ces trois scénarios, les mégawatts, correspondant à la capacité, et les gigawatts-heures d'électricité.

C'est à peu près tout pour ce qui est de l'éclairage. Je tiens cependant à souligner que l'éclairage est le deuxième consommateur d'électricité au pays, les moteurs occupant la première place. Les moteurs comptent, grosso modo, pour 50 p. 100 de toute l'électricité produite au pays, et nous y reviendrons dans un instant. L'éclairage, lui, consomme environ 25 p. 100 de l'électricité.

Dans le secteur commercial, l'éclairage est de loin le plus gros consommateur d'électricité, et il existe d'énormes possibilités. Comme l'a dit Ralph, il y a des centrales de conservation qui attendent dans les coulisses. Ce qu'il faut, ce sont des programmes dynamiques qui permettraient d'éliminer les obstacles institutionnels qui empêchent la pénétration de ces techniques qui s'annoncent comme étant très rentables.

J'ai décrit la période d'amortissement de cinq mois avec une part de marché de seulement 25 p. 100 comme étant un mauvais fonctionnement du marché. Plusieurs

[Texte]

has failed, and I think intervention by governments and by utilities in particular in whose financial interest intervention exists will overcome many of these problems. There are many examples in the U.S. of utilities that are offering very attractive rebates in achieving significant take-up rates.

I will move into the appliance area now, and I am going to be referring to material from this document. I am going to focus mostly on what are called the white goods, those listed here: refrigerators, freezers, dishwashers, etc. From time to time, if you wish, we can veer off and talk about the so-called brown goods, or the heating-cooling equipment: furnaces, heat pumps, water heaters, and so forth.

• 1015

It is true that over the last five years we have seen significant increases in the efficiency or reductions in the consumption of these white goods. This is attributed in part to the federal government's *Energide* Program of testing and labelling of products. At least this program has allowed us to track. You can see that in refrigerators there has been, over that five-year period, a weighted-average improvement of 17%. In certain types of refrigerators the improvement has been greater. In freezers it has been much more significant. In dishwashers and clothes washers there have been significant improvements, but virtually nothing in electric ranges and electric dryers.

These improvements, significant as they are, are very small compared to the potential for improvement in these areas. I will be getting to that in a moment.

Just a quick snapshot of the so-called brown goods: we have oil and gas furnaces, air conditioners, and heat pumps. These are rated by different types of efficiency ratings. As you can see, these are typical numbers for conventional equipment on the Canadian market. That is not to say that there is not efficient equipment on the Canadian market as well. These are the new minimums in the U.S. legislation Ralph referred to, which I will be discussing in a moment. This is the state of the art on the U.S. market, and, in some cases, on the Canadian market. Compared to a conventional gas furnace with an efficiency of 60% to 65%, there are now models on the market in Canada and in the U.S. that achieve 95% to 97% in what is called "annual fuel utilization efficiency".

I want to use refrigerators as my example here. In a distribution chart for the Canadian market in 1986 and for the market in the United States in 1986 showing numbers of models of refrigerators by their efficiency, the Canadian market is approximately 30% less efficient in the refrigerators than the American market.

[Traduction]

choses expliquent cet échec, et je pense que l'intervention des gouvernements et des services d'utilité publique qui y trouveraient leur intérêt permettra de surmonter bon nombre de ces problèmes. Il y a aux États-Unis de nombreux exemples de services d'utilité publique qui consentent des rabais plus intéressants et qui affichent une percée importante.

Je vais maintenant passer aux appareils ménagers, et je me reporterai souvent à des données qui figurent dans ce document. Je parlerai surtout de ce qu'on appelle les articles blancs, c'est-à-dire les réfrigérateurs, congélateurs, lave-vaisselles, etc. Si vous le voulez, nous pourrions parler également de ce que nous appelons les articles bruns, c'est-à-dire le matériel de chauffage et de climatisation: fournaies, thermopompes, chauffe-eau, etc.

Il est exact que depuis cinq ans, le rendement de ces articles blancs s'est beaucoup amélioré, c'est-à-dire que leur consommation a baissé. Il faut attribuer cela en partie au programme *Energide* du gouvernement fédéral, qui a pour objet d'effectuer des tests et d'étiqueter les produits. En tout cas, ce programme nous a permis de voir les progrès réalisés. Pour les réfrigérateurs, vous pouvez constater qu'en l'espace de cinq ans, il y a eu une amélioration moyenne pondérée de 17 p. 100. Pour certains types de réfrigérateurs, l'amélioration a été plus importante. Pour les congélateurs, c'est beaucoup plus significatif. Il y a eu des améliorations importantes également du côté des lave-vaisselles et des machines à laver le linge, mais pratiquement rien du côté des cuisinières électriques et des sècheuses électriques.

Pour importantes que soient ces améliorations, elles sont très faibles comparativement à ce qui pourrait se faire. J'y reviendrai dans un instant.

Un mot seulement des articles bruns: nous avons les fournaies au mazout et au gaz, les climatiseurs et les thermopompes. Ces appareils sont classés selon une échelle de rendement. Comme vous le voyez, voici des chiffres typiques pour les appareils vendus couramment sur le marché canadien. Cela ne signifie pas qu'on ne trouve pas aussi sur ce marché des appareils plus efficaces. Voici les nouvelles normes minimums américaines dont Ralph a parlé et dont nous discuterons dans un instant. Cela correspond à la pointe de la technologie américaine et, dans certains cas, de la technologie sur le marché canadien. Par comparaison aux fournaies à gaz conventionnelles dont le rendement est de 60 à 65 p. 100, il y a aujourd'hui des modèles sur les marchés canadien et américain qui ont un «rendement d'utilisation annuel de combustible» de 95 à 97 p. 100.

Je vais prendre l'exemple des réfrigérateurs. Selon un graphique de distribution pour les marchés canadien et américain en 1986—on y voit les différents modèles de réfrigérateurs selon leur rendement—les modèles du marché canadien ont un rendement inférieur de 30 p. 100 aux réfrigérateurs vendus sur le marché américain.

[Text]

I want to show you something about the origin of those refrigerators. All the efficient models on the Canadian market are imports from the United States. These are the Whirlpools, the Amanas, and some of the GE refrigerators that are high-efficiency models. There has been some improvement since this chart was put together. Inglis, a manufacturer here in Canada, is producing a new line of refrigerators, which are being marketed by Sears under their Kenmore brand name, called QL-2000. There are a number of models in that area that are of Canadian manufacture, which fall between 85 kilowatt-hours and 100 kilowatt-hours per month. We finally have a Canadian refrigerator that has pierced the 100 kilowatt-hour per month barrier.

• 1020

I want you to look at something else. According to the 1990 U.S. refrigerator efficiency standard, no refrigerator currently manufactured in Canada, with the possible exception of the QL-2000, comes anywhere near meeting them.

There is some improvement if I were to bring these figures up to 1988. Most of those models are no longer on the market. The manufacturers finally got embarrassed enough that they withdrew them, so there has been a bit of a shift to the efficiency end of these graphs. Suffice it to say that Canadian refrigerators lag significantly behind the American refrigerators in efficiency and, as Ralph pointed out, both of us lag significantly behind Japanese refrigerators, particularly in the small size ranges.

The Chairman: It is basically due to cheap rates and basically due to not enough research and development.

Mr. Kelly: I would say it was more due to the latter. Most of the manufacturers are branch plants of companies that exist in the United States. They do very little of their own R and D. There is a long lag time in the transfer of efficiency technology from the parent companies to the Canadian companies.

The Chairman: You are kidding.

Mr. Kelly: For instance, in the United States they have been putting foam insulation in the walls of refrigerators and freezers for many, many years—for a decade. In this country we are essentially just starting to put foam insulation in refrigerator boxes. Most of the refrigerators in Canada still have fibreglass insulation between the walls and that is one of the major methods of improving efficiency.

Another one is putting energy-efficient compressors in. The cost difference to the manufacturer of a conventional compressor versus an energy-efficient compressor is \$6, and yet by and large we are not doing it.

I should say that there is a somewhat happier story if I were to show you the charts for freezers. In Canada we have two Canadian-owned freezer manufacturers, W.C.

[Translation]

Maintenant, je veux vous montrer quelque chose au sujet de la provenance de ces réfrigérateurs. Tous les modèles à haut rendement du marché canadien sont importés des États-Unis. Ce sont les Whirlpools, Amanas et certains modèles GE qui ont les rendements les plus élevés. Il y a eu des améliorations depuis que ce graphique a été préparé. Inglis, un fabricant canadien, a sorti une nouvelle série de réfrigérateurs qui sont vendus par Sears sous la marque Kenmore, la série QL-2000. Il y a là un certain nombre de modèles de fabrication canadienne qui consomment de 85 à 100 kilowatts-heures par mois. Nous avons enfin un réfrigérateur canadien qui a traversé le mur des 100 kilowatts-heures par mois.

Je veux vous montrer autre chose. Si l'on considère la norme américaine de rendement des réfrigérateurs pour 1990, il n'y a aucun modèle fabriqué actuellement au Canada, à l'exception peut-être du QL-2000, qui s'en rapproche.

Si l'on abandonne ces chiffres pour ceux de 1988, il y a une certaine amélioration; la plupart de ces modèles ne sont plus sur le marché. Les fabricants ont tout de même fini par avoir honte et les ont retirés, si bien que ces graphiques ont un peu évolué. Qu'il me suffise de vous dire que les réfrigérateurs canadiens sont loin derrière les réfrigérateurs américains pour ce qui est du rendement et, comme Ralph l'a signalé, les deux pays sont loin derrière les réfrigérateurs japonais, surtout pour les modèles de petite taille.

La présidente: Tout cela est dû au fait que l'électricité ne coûte pas cher, que l'on ne fait pas suffisamment de recherche.

M. Kelly: Surtout la deuxième cause. La plupart des fabricants ont des succursales de compagnies qui existent aux États-Unis. Ils effectuent très peu de recherche et de développement eux-mêmes. Il faut beaucoup de temps pour que les technologies du rendement soient transférées des compagnies mères aux compagnies canadiennes.

La présidente: Vous plaisantez.

M. Kelly: Par exemple, aux États-Unis, il y a des années, 10 ans, que l'on isole les parois des réfrigérateurs et des congélateurs avec de la mousse. Dans notre pays, nous commençons seulement à installer de la mousse dans les parois des réfrigérateurs. Au Canada, la plupart des réfrigérateurs continuent à être isolés à la fibre de verre; c'est une des principales méthodes utilisées pour améliorer le rendement.

Il y a également la méthode qui consiste à installer des compresseurs à faible consommation d'énergie. La différence de coût entre un compresseur conventionnel et un compresseur à faible consommation est de 6\$, et pourtant, c'est loin d'être généralisé.

Si je vous montrais les graphiques pour les congélateurs, cela vous rassurerait un peu. Au Canada, nous avons deux compagnies canadiennes qui fabriquent

[Texte]

Woods in Guelph and General Refrigeration in Brampton, Ontario. They produce amongst the most energy-efficient freezers in the world, and they export about 30% of their production to the United States; so it is not all a bad story.

I think you can draw the conclusion that small companies, Canadian controlled perhaps, which do their own R and D, least in the freezer market have made significant advances in efficiency, whereas the large multinationals, who are not doing their own R and D and who are at the end of the investment line in terms of upgrading plant and production line, are producing a very inefficient products.

Just to illustrate the potential for further improvements, this chart and five others that are in your package look at trendlines on efficiency. In 1986 the refrigerators on the Canadian market varied from the worst, or the most consumptive, to the least consumptive at this end of the line. Moving from that midpoint and looking at the various technologies that can be installed in freezers and ranking them as to their cost-effectiveness, it is technically feasible that we can follow that sort of trendline in this sort of timeframe in reducing the consumption of refrigerators.

There are in your package, similar and more complex lines for the other five white goods, and the report discusses each of the technologies and their costs and savings.

Mr. Porter: I suppose, refrigerators would turn over the least, would they? The life of a refrigerator usually seems longer than that for most appliances.

Mr. Kelly: Yes, refrigerators have 15- to 17-year lifetimes. I should have those numbers on a chart for you; there are some appliances that are longer and some that are a little shorter. Fridges are somewhere in the middle. They get a lot of wear and tear. What happens in a refrigerator often is that the plastic liner trays and shelves and things break and that is what causes a refrigerator either to be junked or put downstairs to hold the beer.

• 1025

I will give an example of the cost effectiveness here. We can look at two hypothetical models. These are not real, but they have some basis in reality. One model consumes 150 kilowatt-hours per month. At 5¢ per kilowatt-hour times 12 months, it costs \$90 a year to operate that fridge. If you bought the more energy-efficient one at 100 kilowatt-hours per month, the operating cost is \$60. That is a saving of \$30 a year. The cost differential on those fridges might be \$50.

[Traduction]

des congélateurs. W.C. Woods, à Guelph, et General Refrigeration, à Brampton en Ontario. Ces compagnies produisent des congélateurs qui sont parmi ceux qui ont le plus haut rendement dans le monde. Et environ 30 p. 100 de leur production est exportée vers les États-Unis. Autrement dit, tout n'est pas noir.

De tout cela, on peut conclure que les petites compagnies, qui parfois sont sous contrôle canadien, qui effectuent leur propre recherche, du moins du côté des congélateurs, ont fait des progrès considérables dans le domaine du rendement, alors que les grandes multinationales, qui ne font pas de recherche elles-mêmes, qui sont en bout de ligne pour ce qui est des investissements pour la rénovation des usines et des lignes de production, continuent à fabriquer des produits à très faible rendement.

Pour vous donner une idée du potentiel d'amélioration, ce graphique et cinq autres que vous trouverez dans votre dossier expliquent les tendances en matière de rendement. En 1986, les réfrigérateurs sur le marché canadien allaient du plus faible rendement, c'est-à-dire de la consommation la plus élevée, à la consommation la moins élevée, à l'extrémité de cette ligne. En partant de ce point mitoyen, et en considérant les diverses technologies qui peuvent être utilisées dans la fabrication des congélateurs, en les classant par ordre de coût-efficacité, on constate qu'il est possible de suivre cette tendance dans ces délais et de réduire ainsi la consommation des réfrigérateurs.

Dans votre dossier, vous trouverez une courbe similaire et plus complexe encore pour les cinq autres appareils blancs; dans le rapport, vous avez une discussion de chaque technologie, des coûts et des économies.

M. Porter: J'imagine que ce sont les réfrigérateurs qui sont remplacés le moins souvent, n'est-ce pas? L'espérance de vie d'un réfrigérateur semble plus longue que celle des autres appareils.

M. Kelly: Oui, les réfrigérateurs ont une durée de 15 à 17 ans. Je devrais avoir ces chiffres dans un graphique; il y a des appareils qui durent plus longtemps, d'autres un peu moins. Les réfrigérateurs sont entre les deux. Ils sont souvent très malmenés. Le plus souvent, ce sont les plateaux et les tablettes de plastique qui se brisent, et on décide de remplacer le réfrigérateur ou de le mettre à la cave pour rafraîchir la bière.

Je vais vous donner un exemple de rendement-coût. Prenons deux modèles hypothétiques. Ce ne sont pas des modèles véritables, mais ils sont comparables à ce qui existe. Il y a un modèle qui consomme 150 kilowatts/heures par mois. À 5¢ le kilowatt/heure multiplié par 12 mois, il en coûte 90\$ par année pour le faire fonctionner. Si par contre vous achetez un modèle à plus haut rendement qui consomme 100 kilowatts/heures par mois, il vous en coûtera 60\$. Autrement dit, vous

[Text]

In many cases, there is virtually no discernible cost difference between an energy-efficient and a conventional fridge. The particular example is the new Kenmore QL-2000 refrigerators I referred to. We have assumed, say, a \$50 differential on an \$800 or \$900 refrigerator. That is a pay-back period from the consumer's point of view of 1.7 years. If you look at a refrigerator with a lifetime of 15 years, and you do not worry about escalating energy prices or discounting, the lifetime saving in this simplistic analysis is \$450 for an investment up front of \$50. That is a ninefold benefit-cost ratio.

Let me try to conclude this by saying generally the efficiency of appliances on the Canadian market lags significantly behind that of the U.S. In the U.S., they are making strides to improve their efficiencies even further. As Ralph said, a year ago President Reagan signed the National Appliance Energy Conservation Act, which mandates efficiency standards for 12 different products that will be brought in this year—for certain products. The refrigerator-freezer standards apply in 1990, and the last ones come in 1993. There are provisions in that act to increase these levels in subsequent years.

The types of savings mandated under this are illustrated here for refrigerators. For instance, in the U.S. market the average consumption in 1984 was 1,140 kilowatt-hours. The minimum efficiency required by the act is 976 kilowatt-hours, and after the act comes in the resulting average market efficiency will be 903 kilowatt-hours. There is a further 21% saving in refrigerator consumption brought about by this act in its initial years of implementation, and you can see similar numbers for freezers, room air conditioners, and down the line.

Lest you think the act is not very strong, this shows the number of models on the market in 1986 that did not meet the legislated standards coming in either in 1989, 1990 or 1992. Of refrigerators, 89% of the models on the market in 1986 did not meet the 1990 standard. That situation has improved. The American manufacturers are now moving even more dramatically to increase their efficiency. That number has dropped over the last two years. There are some fairly impressive numbers there of the percentage of models that will have to be redesigned in order to meet the new standards.

These are not namby-pamby standards that have been adopted in the United States, and it is significant to note that they were supported by the manufacturers. President Reagan vetoed the bill when it first came before him after it was passed by both Houses of Congress. Both Houses of Congress repassed an almost identical bill two months later and sent it back to the White House. President

[Translation]

économisez 30\$ par année. Or, la différence de coût entre ces deux modèles peut être de 50\$.

Très souvent, il n'y a pratiquement pas de différence de coût entre un modèle à haut rendement et un réfrigérateur conventionnel. Les réfrigérateurs Kenmore QL-2000 dont j'ai parlé sont un bon exemple. Supposons qu'il y ait une différence de 50\$ sur un réfrigérateur de 800\$ ou 900\$. Le consommateur rentrera dans ses frais en l'espace de 1.7 année. Si vous considérez que le réfrigérateur aura une durée de 15 ans, et si vous faites abstraction des prix de l'énergie ou des escomptes, sur la durée du réfrigérateur, vous effectuerez une économie de 450\$ pour un investissement au départ de 50\$. Autrement dit, les avantages sont de neuf fois supérieurs au coût.

En conclusion, en règle générale, le rendement des appareils qui existent sur le marché canadien est bien inférieur à celui des appareils américains. Aux États-Unis, on fait beaucoup d'efforts pour améliorer encore ce rendement. Comme Ralph vous l'a dit, il y a un an, le président Reagan a signé la *National Appliance Energy Conservation Act* (Loi nationale sur la conservation de l'énergie des appareils ménagers), qui impose des normes de rendement pour 12 produits; ces normes entreront en vigueur cette année. Les normes pour les réfrigérateurs-congélateurs entreront en vigueur en 1990, et les dernières en 1993. Cette loi prévoit de plus une progression des normes au cours des années suivantes.

Les économies prévues grâce à ces mesures sont expliquées ici dans le cas des réfrigérateurs. Par exemple, sur le marché américain, en 1984, un réfrigérateur consommait en moyenne 1,140 kilowatts/heures. La loi exige un rendement minimum de 976 kilowatts/heures. Lorsqu'elle sera en vigueur, le rendement moyen des appareils vendus sur le marché sera de 903 kilowatts/heures. Autrement dit, au cours des premières années de cette loi, on pourra réaliser de nouvelles économies de 21 p. 100 grâce à la consommation améliorée des réfrigérateurs, et vous verrez des chiffres comparables pour les congélateurs, les climatiseurs, etc.

Au cas où vous penseriez que cette loi n'est pas très sévère, voici le nombre de modèles qui étaient sur le marché en 1986 et qui n'étaient pas conformes aux normes qui entreront en vigueur en 1989, 1990 ou 1992. Pour les réfrigérateurs, 89 p. 100 des modèles vendus en 1986 n'étaient pas à la hauteur des normes de 1990. Cette situation s'est améliorée depuis; les fabricants américains prennent des mesures de plus en plus sévères pour améliorer le rendement. Depuis deux ans, ce chiffre a baissé. Vous avez ici des chiffres assez frappants, qui représentent le pourcentage de modèles qui devront être modifiés pour respecter les nouvelles normes.

Ce ne sont pas des normes faiblardes qui ont été adoptées aux États-Unis, et il est important de noter que les fabricants sont en faveur de ces normes. Le président Reagan a refusé le projet de loi lorsqu'il lui a été soumis après avoir été adopté par les deux Chambres du Congrès. Les deux Chambres du Congrès ont adopté un nouveau projet de loi presque identique deux mois plus tard et

[Texte]

Reagan did not dare veto it the second time because it was pretty clear that Congress, the manufacturers, the environmentalists, and the electricity-producing utilities all supported this act.

I do not want to spend an awful lot of time here, but we can look at some of the savings projected to accrue. There is a selection of the major products in the 12 covered by this act. The electricity savings generated by the year 2000 are felt to be in the order of. . . I guess the most impressive number is this 22,000 megawatts at peak capacity in the United States.

• 1030

The gros consumer savings by the year 2000, after you have taken out the costs of the increased efficiency built into the appliances, in electricity, gas, and oil, minus the increased costs mandated by the act, is \$28 billion, for a proposed act that is coming in essentially in the year 1990; over the first decade of this proposed act, it is felt that a \$28 billion net consumer saving will be the result.

It is that sort of potential saving and the recognition of the lag in the Canadian efficiency that encouraged the Ontario government just before Christmas to table legislation that would enable the Ministry of Energy to set minimum efficiency standards for these appliances sold in Ontario. This is one way in which governments can intervene to raise the level of efficiency of the products produced and to encourage, indeed force, the market to move toward higher efficiency.

This mechanism essentially takes the low-efficiency models off the market after a certain time. There is a lead time built into this proposed legislation. Notice is served that as of a certain date certain refrigerators will not be allowed to be sold in a certain jurisdiction. That is a very powerful measure for instituting the potential we see for electricity conservation in these products.

I will give you a very brief smattering of motors. I do so because motors are the largest electricity consumer in the country. Some 50% of all electricity is consumed in motors. In the industrial sector 75% of all the electricity used by industry is consumed in motors.

Just as in lights, there are conventional efficiency motors and there are high-efficiency motors on the market. Currently 5% of the motors bought in Canada are high efficiency.

When we look at motors, we are dealing with a certain type of motor here; we are dealing with so-called AC, alternating current, poly-phase motors. There are DC motors and there are different types of specialty motors; and we are dealing with different sizes, because the cost of

[Traduction]

l'ont renvoyé à la Maison blanche. Le président Reagan n'a pas osé imposer une deuxième fois son droit de veto, car, de toute évidence, le Congrès, les fabricants, les spécialistes de l'environnement et les services publics étaient tous en faveur de cette loi.

Je ne veux pas m'appesantir sur cette question, mais nous pouvons considérer les économies projetées. Voici un certain nombre de produits choisis parmi les 12 qui sont couverts par la loi. Les économies d'électricité réalisées d'ici à l'an 2000 devraient être de l'ordre de. . . Le chiffre le plus impressionnant est probablement celui-ci: 22,000 mégawatts en période de capacité maximum aux États-Unis.

Les économies réalisées par les consommateurs d'ici l'an 2000, après déduction des coûts de modification des appareils, économies en électricité, gaz et mazout, moins l'augmentation des coûts exigée par la loi, s'élèveront à 28 milliards de dollars; n'oublions pas que cette loi, dans l'ensemble, entrera en vigueur en 1990. Autrement dit, pendant les dix premières années de la loi, les consommateurs réaliseront des économies nettes de 28 milliards de dollars.

La possibilité de réaliser de telles économies, le retard des Canadiens dans le domaine du rendement, ont encouragé le gouvernement de l'Ontario à déposer, avant Noël, un projet de loi qui permettrait au ministère de l'Énergie d'imposer des normes de rendement minimum pour les appareils ménagers vendus en Ontario. C'est une façon pour les gouvernements d'augmenter le rendement des appareils fabriqués, de forcer le marché à améliorer les rendements.

Ce mécanisme prévoit qu'après un certain temps, les appareils à faible rendement seront retirés du marché. Le projet de loi prévoit un certain délai d'application. On donne un préavis, on prévient les fabricants qu'après une certaine date, certains types de réfrigérateurs ne pourront plus être vendus dans certaines juridictions. C'est une mesure très efficace si l'on veut utiliser ces appareils tout en conservant l'énergie, comme cela est possible.

Je vais maintenant vous donner un aperçu des moteurs. Si je le fais, c'est que les moteurs sont les appareils qui consomment le plus d'électricité au pays. Environ 50 p. 100 de l'électricité est consommée par des moteurs. Dans le secteur industriel, 75 p. 100 de l'électricité est consommée par des moteurs.

Comme pour l'éclairage, il y a des moteurs à rendement conventionnel et des moteurs à rendement élevé. À l'heure actuelle, 5 p. 100 des moteurs achetés au Canada ont un rendement élevé.

Quand on considère les moteurs, on considère certains types de moteurs. Par exemple, le moteur de type CA, courant alternatif polyphasé. Il y a des moteurs CD et différents types de moteurs spécialisés. D'autre part, il faut tenir compte des diverses tailles car le coût des moteurs et

[Text]

the motors and the increment for efficient motors vary by size. Also we have different ranges of horsepower.

In an industrial setting or in a commercial setting the pay-back period in years for an investment in a high-efficiency motor varies from a low of two, for a large, high-efficiency motor in industry that would have a large duty cycle—it would be operating a large part of the time in a continuously operating industrial plant, and it can be as attractive as that—up to 5.5 years for a small motor in a commercial application where it is not operating.

The critical factor in motors in terms of their cost-effectiveness to the consumer is how many hours a year you operate the thing. It costs you the same amount to buy an energy-efficient motor whether you operate it one year as a stand-by motor for a problem you might have in your plant or if it is operating 8,760 hours a year as an ongoing H-back motor. It is the duty cycle, so-called, in the end use that determines the cost-effectiveness, by and large. There are some other factors as well.

What I want you to look at is that from a utility perspective, if they were to invest in the efficiency of motors through paying consumers for the increment for high-efficiency motors, they could buy energy at these costs. They could buy energy from conventional generation at these costs. So we have something that is \$13.50 versus something somewhere between \$3 and \$6; it is somewhere between 25% and 50% of the cost to buy electricity by investing in energy-efficient motors compared with conventional ones.

• 1035

If you want to look at power, dollars per kilowatt, it is even more dramatic. In these sectors, utilities can buy capacity somewhere between \$200 and \$400 per kilowatt. To build a new kilowatt of capacity costs them at least \$2,000, if it is thermal, and probably more if it is nuclear. From a national perspective, the numbers vary a little bit from the utility perspective because of different assumptions that are taken into account.

The same types of rebates we analysed in the study for lighting can also be applied to motors. This is a chart showing what we think would be the penetration of motors in the 26-horsepower to 100-horsepower range if there was no rebate out over this period of time and if there was a rebate; and we define two different rebate levels: incentive one, which is modest, and incentive two, which is more aggressive. Both those rebates are well within cost-effectiveness levels for the utility. They are still buying electricity and power much cheaper at those rebate levels than they could generate it through conventional sources. The same sort of picture emerges in motors.

[Translation]

l'augmentation des coûts du rendement varient selon la taille. Il y a également différentes gammes de chevaux-vapeur.

Dans un environnement industriel ou commercial, la période de rentabilisation pour un investissement dans un moteur à haut rendement varie de deux ans, pour un moteur à haut rendement dans une industrie où le cycle de fonctionnement est important—c'est-à-dire un moteur qui fonctionne une grande partie du temps dans une usine à fonctionnement continu—c'est la situation la plus intéressante, et cela peut aller jusqu'à 5,5 années pour un petit moteur utilisé commercialement, mais non pas de façon continue.

Le facteur critique pour la rentabilité des moteurs, c'est le nombre d'heures de fonctionnement par année. Un moteur qui n'est pas utilisé pendant un an, qui est là pour faire face à une urgence dans l'usine, coûte le même prix à l'achat qu'un moteur qui fonctionne 8,760 heures par année. Ainsi, dans l'ensemble, c'est le cycle d'utilisation qui détermine le rapport coût-efficacité. Il y a d'autres facteurs également.

Du point de vue des services publics, s'ils investissaient dans des moteurs à haut rendement en faisant payer la différence aux consommateurs, il serait possible d'acheter l'énergie compte tenu de ces coûts. Avec de tels coûts, il serait possible d'acheter de l'énergie produite avec des moyens conventionnels. Autrement dit, il faut comparer 13,50\$ à quelque chose comme 3 et 6\$. Cela représente entre 25 et 50 p. 100 du coût d'achat de l'électricité lorsqu'on investit dans des moteurs à haut rendement de préférence à des moteurs conventionnels.

Si vous considérez le coût de l'électricité en dollars par kilowatt, c'est encore plus frappant. Dans ces secteurs, les services publics peuvent acheter la capacité de production à un taux se situant entre 200 et 400\$ par kilowatt. Autrement dit, pour construire des installations permettant de produire un kilowatt d'énergie supplémentaire, il leur en coûte au moins 2,000\$ dans le cas de l'énergie thermique, et probablement plus dans le cas de l'énergie nucléaire. Sur la scène nationale, les chiffres varient quelque peu car les services publics ne partent pas tous des mêmes hypothèses.

Les rabais que nous avons analysés dans l'étude sur l'éclairage s'appliquent également aux moteurs. Voici un graphique qui vous montre quelle serait la pénétration des moteurs dans la gamme de 26 à 100 chevaux-vapeur s'il n'y avait pas de rabais pendant cette période et également, en présence d'un rabais. Nous avons deux niveaux de rabais différents: une mesure d'encouragement I qui est modeste, et une mesure d'encouragement II qui est plus dynamique. Ces deux types de rabais restent aisément dans la marge de coût-efficacité du service public. Celui-ci continue à acheter de l'électricité et de l'énergie à bien meilleur compte grâce à ces rabais qu'il ne pourrait en obtenir en produisant lui-même avec des moyens

[Texte]

The Chairman: Did you say that in the U.S. they do give rebates?

Mr. Kelly: Many utilities in the United States are offering consumer rebates for energy-efficient refrigerators and freezers. They are offering rebates to commercial buildings for energy-efficient lamps, and some are offering rebates for energy-efficient motors.

There is, happily, some experience in that area just beginning in Canada. Ontario Hydro has a pilot rebate program for energy-efficient motors. They are running this program in the Guelph area, and they are offering \$10 per horsepower for commercial institutional users who will install energy-efficient motors. They have drawn a definition line of what they consider to be energy efficient. If you buy a one-horsepower motor that is over that efficiency level, they will give you \$10, and if you buy a 100-horsepower motor, they will give you \$1,000, which offsets the incremental cost.

The other example I can quote is in British Columbia. The utility there has instituted a number of pilot studies, and they have final approval to roll these pilots out to province-wide programs. The pilot study I want to note is in the Queen Charlotte Islands. All the electricity is generated by diesel power. It costs B.C. Hydro 16¢ per kilowatt-hour to generate it. They sell it at 4.5¢, because that is the rate they sell it across the province. B.C. Hydro is subsidizing consumers in the Queen Charlotte Islands just so they are not discriminated against because they do not live on the mainland.

B.C. Hydro is offering a \$75 rebate per refrigerator for those refrigerators that meet or come very close to the U.S. 1990 standard. The take-up rate on that program, which has only been in effect for a couple of months, has been absolutely phenomenal. I met the program manager for that program on Sunday, and he said it is beyond anything they expected. They have a commitment from their board that they will roll that program out to a province-wide program next year at \$50 per refrigerator.

They have an investment plan. They are going to invest, I believe in the next three years, \$100 million in rebates and incentives for energy-efficient technologies. They feel that will save them \$400 million they otherwise would have had to invest in new dams.

• 1040

The Chairman: Was this due to provincial government intervention? Or was this a pilot project they themselves decided to—

[Traduction]

conventionnels. Pour les moteurs, la situation est comparable.

La présidente: Vous avez dit qu'aux États-Unis, il y avait des rabais?

M. Kelly: Il y a beaucoup de services publics américains qui offrent des rabais à la consommation pour les réfrigérateurs et les congélateurs à faible consommation. On offre également des rabais aux immeubles commerciaux qui utilisent des lampes à faible consommation et dans certains cas, des rabais pour les moteurs à faible consommation.

Nous sommes heureux de constater que cette tendance commence à être reprise au Canada. L'Hydro-Ontario a un projet pilote de rabais pour les moteurs à haut rendement. Le projet se déroule dans la région de Guelph et on accorde un rabais de 10\$ par cheval-vapeur aux usagers institutionnels qui installent des moteurs à haut rendement. Ils ont décidé d'une limite au-delà de laquelle un moteur est considéré comme étant à haut rendement. Si vous achetez un moteur d'un cheval-vapeur qui dépasse cette limite, on vous donne 10\$, si vous achetez un moteur de cent chevaux-vapeur, on vous donne 1,000\$, ce qui compense la différence de coût.

Je peux vous citer un autre exemple, celui de la Colombie-Britannique. La compagnie d'électricité de cette province a entrepris plusieurs études pilotes qui vont maintenant être étendues à toute la province. L'étude que je tiens à citer en particulier, c'est celle qui s'est déroulée dans les Îles de la Reine Charlotte. Dans cette région, l'énergie est produite au diesel. Il en coûte 16¢. du kilowatt-heure à B.C. Hydro qui revend à 4,5¢., car c'est le tarif en vigueur dans le reste de la province. Autrement dit, B.C. Hydro subventionne les consommateurs des Îles de la Reine Charlotte pour éviter de faire une discrimination.

B.C. Hydro offre un rabais de 75\$ par réfrigérateur quand les appareils respectent ou se rapprochent des normes américaines pour 1990. Ce programme existe depuis deux mois seulement et il connaît déjà un succès phénoménal. J'ai rencontré le responsable du programme dimanche, et il m'a dit que cela dépassait toutes leurs espérances. Le conseil d'administration s'est engagé à étendre le programme à toute la province l'année prochaine et à accorder 50\$ par réfrigérateur.

Ils ont un plan d'investissement. Ils ont l'intention d'investir 100 millions de dollars sous forme de rabais et d'encouragements pour les technologies du rendement au cours des trois prochaines années. Ils pensent économiser de cette façon 400 millions de dollars qui, autrement, auraient dû être consacrés à la construction de nouveaux barrages.

La présidente: Était-ce dû à l'intervention du gouvernement provincial? Ou s'agissait-il d'un projet pilote que l'on avait décidé de...

[Text]

Mr. Kelly: As far as I know, B.C. Hydro has looked at the economics of supply versus demand management and decided this is where they should be putting their bucks. It is four times more cost effective for them to pay for efficient technologies than it is to go out and build a Site C or a new plant or a new dam to generate increased demand.

Mr. Porter: Are there other provinces other than Ontario and B.C. that are doing anything in this area?

Mr. Kelly: No. The most recent one we completed is the motor study and we surveyed all Canadian utilities. Perhaps it is a sad comment but Ontario Hydro and B.C. Hydro are the only ones that appeared to be aware of and in a position of beginning to promote energy-efficient motors. The others indicated very low awareness of the potential.

Mr. Gagnon: Would the \$100 million that B.C. plans to put in their incentive program wind up in a rate base?

Mr. Kelly: Yes.

The Chairman: I wonder how they would do it. Would it be over a period of x years?

Mr. Kelly: The \$100 million was either a three-year or a four-year program.

Mr. Torrie: One has to supplement the answer to that by realizing the \$100 million investment is displacing a much greater amount that would otherwise end up in the rate base to provide the saved electricity.

Mr. Gagnon: Is there not an inherent disadvantage, or an inherent attractiveness not to do this? Inasmuch as a company makes its money on a rate base, if they are allowed 12% on their rate base and can borrow money at 10%, and they have a debt-to-equity ratio, with 80% debt, essentially, the more capacity they can build and the more capacity they can justify, the more money they make.

Mr. Torrie: To me, it comes down to knowing what business you are in. In Canada, the electric utilities in British Columbia primarily are starting to change. It seems to be starting to change in Ontario but, by and large, they think they are in the business of providing and selling electricity. They are not, but they think they are, and as long as they think that way, your analysis would apply. It does not make sense to invest in something that is going to reduce what would otherwise be the demand for electricity.

If you redefine your market as the provision of electricity services and if you redefine your objective as minimizing the bottom line of your customer—this is part of the new corporate mission of Ontario Hydro—then

[Translation]

M. Kelly: À ma connaissance, B.C. Hydro a examiné les facteurs économiques de l'offre par rapport à la gestion de la demande et a décidé d'y affecter des ressources financières. Il est quatre fois plus rentable pour la société de dépenser des fonds à l'égard de techniques efficaces que d'aller construire un site C, une nouvelle usine ou un nouveau barrage pour favoriser une augmentation de la demande.

M. Porter: D'autres provinces, outre l'Ontario et la Colombie-Britannique, prennent-elles des mesures dans ce domaine?

M. Kelly: Non. La dernière étude que nous avons terminée portait sur les moteurs et nous avons fait un sondage auprès de tous les services canadiens d'utilités publiques. C'est peut-être triste à dire, mais l'Hydro-Ontario et B.C. Hydro sont les seules qui semblent connaître l'existence des moteurs à faible consommation d'énergie et qui soient en mesure de commencer à les promouvoir. Les autres compagnies d'électricité ne semblent guère au courant de ces possibilités.

M. Gagnon: Les 100 millions de dollars que la Colombie-Britannique compte investir dans son programme d'encouragements se traduiront-ils par un tarif de base?

M. Kelly: Oui.

La présidente: Je me demande comment c'est possible. Cela se passera-t-il sur une période de x années?

M. Kelly: Les 100 millions de dollars correspondaient à un programme de trois ou quatre ans.

M. Torrie: En outre, il faut bien comprendre que cet investissement de 100 millions de dollars permet de déplacer beaucoup plus d'argent que ce qui finirait autrement dans la base de tarif pour fournir l'électricité économisée.

M. Gagnon: Y a-t-il un intérêt ou un inconvénient fondamental à ne pas agir ainsi? Dans la mesure où une société gagne de l'argent grâce à sa base de tarif, si elle est autorisée à augmenter ses tarifs de 12 p. 100 et qu'elle peut emprunter à 10 p. 100 d'intérêt, et si elle a un ratio d'endettement avec en gros 80 p. 100 de dettes, plus elle pourra construire et justifier d'installations de production plus elle gagnera d'argent.

M. Torrie: À mon avis, il s'agit simplement de savoir dans quelle branche on oeuvre. Au Canada, les compagnies hydro-électriques, surtout en Colombie-Britannique, commencent à évoluer. Elles commencent à changer aussi en Ontario, mais, dans l'ensemble, elles estiment que leur rôle se limite à fournir et vendre de l'électricité. Ce n'est pas le cas, mais c'est ce qu'elles croient, et tant qu'elles le feront, votre perspective sera valable. Il est absurde d'investir dans un projet qui risque de réduire la demande d'électricité.

Si vous redéfinissez votre marché comme la prestation de services d'électricité et si vous considérez que votre objectif est de minimiser le bénéfice net de votre client—cela fait partie de la nouvelle mission de l'Hydro—

[Texte]

your whole strategy towards the "products" you invest in changes and there are profits to be made in either direction.

There are other advantages I was going to touch on that are also mentioned. I think you have had a presentation from Ontario Hydro on their strategy. I do not know if they got into it or not, but, for example, there is an organization that has a standing debt of \$25 billion. How would you feel if you were sitting on the board of directors and the whiz kids from downstairs came up with a strategy saying that some time between now and the year 2010—that is not far off in the power business, it is little more than the time it takes to design and build a power plant, including the period to get all the approvals—your corporation is going to need something between zero new capacity and 22,000 megawatts of new capacity? This is roughly the size of the current system and with investment implications of somewhere between zero dollars and \$70 billion, or \$80 billion, or \$90 billion and they are confident in the fact that the demand for new capacity will be somewhere between zero and twice the current system, or 60%.

Finally, in response to the dramatic implications of that kind of level of uncertainty and the size of those kinds of numbers, Ontario Hydro is turning towards the efficiency investment route as a way not only of making safer investments but also of dealing with the uncertainty and the clumsiness of the supply side where decisions come not in billion-dollar chunks but in five- and ten-billion-dollar chunks. Then it takes 15 years before you can start to get it back. You are betting on what the demand for electricity is going to be 15 years ahead, when the entire industrial world is moving, in terms of technological innovation, in a direction that is increasing dramatically the efficiency of devices that use electricity.

• 1045

At any point Canadian purchasers of electricity-using devices, if they cannot buy Canadian-made products, can start turning to those foreign-made products that are going that route and there is nothing we can do to stop it. It adds up to a very risky future and a very uncertain outlook for the utility business in this country, which is looking at capital expansion prospects well in excess of \$200 billion over the next 20 years, on the upper range. James Bay II has now been announced. They are on a pretty soft base; that is what this all adds up to.

Sitting here I was thinking that at some point you get to what a lawyer friend of mine calls the "so-what" test. The market system in this country does not end up knowing for economic efficiency, so what else is new? We know that. Energy is not a big cost to your average industry. Electricity is a small cost, so who cares? If the analysis ended there, I do not think I would be here and you might not be either.

[Traduction]

Ontario—alors toute votre stratégie concernant les «produits» dans lesquels vous investissez change et vous pouvez réaliser des bénéfices des deux côtés.

Il existe également d'autres avantages dont je voulais toucher un mot. Les représentants de l'Hydro-Ontario ont exposé leur stratégie dans leur mémoire. Je ne sais pas s'ils en ont parlé ou non, mais, par exemple, il s'agit d'une entreprise qui a une dette permanente de 25 milliards de dollars. Qu'éprouveriez-vous si vous siégiez au conseil d'administration et que les petits futés d'en bas venaient vous proposer une stratégie selon laquelle d'ici à l'an 2010—cela n'est pas long dans le secteur de l'énergie électrique, c'est à peine plus que le temps nécessaire pour concevoir et construire une centrale, y compris la période d'obtention de toutes les approbations requises—votre société devra accroître sa capacité peut-être jusqu'à 22,000 mégawatts? C'est plus ou moins l'importance de la capacité actuelle et grâce à des investissements allant de zéro à 70, 80 ou 90 milliards de dollars, ils sont convaincus que la demande à l'égard d'une nouvelle capacité s'établira entre zéro et deux fois la capacité actuelle, soit 60 p. 100.

Enfin, compte tenu des répercussions énormes que représentent ces incertitudes et des prévisions aussi importantes, l'Hydro-Ontario a opté pour l'investissement rentable en vue non seulement d'investir de façon plus sûre, mais aussi de faire face à l'incertitude et à l'instabilité de l'offre, secteur où les décisions se prennent non pas en tranches d'un milliard de dollars, mais plutôt en tranches de cinq et dix milliards de dollars. Il faut ensuite 15 ans avant de rentrer dans ses frais. On parie sur ce que sera la demande d'électricité dans 15 ans, à une époque où tout le monde industriel évolue, grâce au progrès technique, de sorte que les appareils qui utilisent l'électricité ont désormais un rendement bien supérieur.

Les acheteurs canadiens d'appareils électriques peuvent à tout moment, s'ils ne trouvent pas de produits fabriqués au Canada, se tourner vers les produits étrangers, et nous ne pouvons rien faire pour les en empêcher. Cela contribue à rendre l'avenir incertain pour les services d'utilité publique dans notre pays, dont les perspectives d'expansion en matière d'immobilisation sont supérieures à 200 milliards de dollars au cours des 20 prochaines années. On a déjà annoncé la phase II du projet de la Baie James. Ces sociétés évoluent sur un terrain mouvant; c'est le résultat de tous ces facteurs combinés.

En suivant la discussion aujourd'hui, je pensais qu'à un moment donné, on en arrive à ce qu'un de mes amis avocat appelle le test de l'indifférence. Le système de marché dans notre pays ne permet pas d'optimiser la rentabilité économique, il n'y a donc rien de nouveau sur ce plan. Nous le savons. L'énergie ne représente pas une dépense énorme pour votre industrie en moyenne. L'électricité ne coûte pas très cher; donc, personne ne s'en préoccupe. Si l'analyse finissait là, je pense que ni vous ni moi ne serions ici aujourd'hui.

[Text]

If there was nothing more to it than the fact that the economy is not 100% efficient, then so what else is new, but there is a lot more to it. When you start looking at not just the narrow, bottom-line implications of these alternative investments, but the implications to Canada's technological competitiveness in the emerging post-industrial resource-efficient economy, which is a global economy and a global marketplace.

When you look at the environmental implications of going in a route that either greatly expands or greatly alleviates the need to increase the pressure on our primary resource base and when you look at the energy-security implications between going a route where you can make thousands of small decisions, that gives you a diversity and a resilience in the face of uncertainty—or trying to make a very small number of very large and risky decisions. Then I think the balance starts to tip in the direction of these demand-side investments.

Mr. Gagnon: That is a very interesting answer but the incentive with the rate base mechanism is to build a plant. That is the incentive, so you have to make your profit.

You say you are betting on the demand for electricity for 10 to 15 years. Whether you make a good business decision or an atrocious business decision, you have a captive market and the consumer has to pay. He may pay 15% more than what he should, but it is almost a sale of the attitude because he is locked into it. Should not someone look at changing the rate base mechanism so there is an incentive for them to be more efficient?

Mr. Torrie: You would not get any argument from me on that. In Ontario the incentive is, I believe, to minimize the cost of electricity. The fact is that even with that as your base, the efficiency investments are at the top of the list, but if you promote efficiency beyond a certain level, you reach very soon a point where the average cost of electricity will start to go up.

This is the so-called no-losers test. I do not know whether it has been described to the committee or not. The dilemma facing a utility like Ontario Hydro is that if they start to invest in these demand-side measures, and it is largely because of the very capital-intensive nature of our electricity supply system with the hydro and the nuclear components, they reach a point where the average cost of electricity to all the other users, who may not be benefiting from the demand-side program, starts to go up.

[Translation]

Si notre seule constatation était que l'économie n'est pas totalement efficace, il n'y aurait rien de bien nouveau, mais ce n'est pas tout. Lorsqu'on y pense, il ne faut pas s'en tenir aux répercussions restreintes et fondamentales de ces autres possibilités d'investissement, mais il faut tenir compte aussi des conséquences sur la compétitivité technologique du Canada dans la nouvelle économie postindustrielle, fondée sur l'utilisation efficace des ressources, qui est une économie globale et représente un marché international.

Lorsqu'on tient compte des répercussions écologiques d'une orientation qui accroît ou diminue considérablement la nécessité d'augmenter les pressions sur notre base de ressources primaires, et lorsqu'on examine l'incidence qu'aura sur la sécurité énergétique le choix entre une stratégie en vertu de laquelle on prend des milliers de petites décisions, stratégie aux options multiples qui présentent une certaine souplesse face à l'incertitude, et l'autre solution qui consiste à prendre un nombre restreint de décisions très importantes et très risquées. La balance commence à pencher du côté des investissements relatifs à la demande.

M. Gagnon: Cette réponse est des plus intéressantes, mais le système de base de tarif vise à favoriser la construction d'une centrale. Voilà le stimulant; c'est pourquoi il faut faire des bénéfices.

Vous dites que vous pariez sur la demande d'électricité au cours des 10 à 15 prochaines années. Que vous preniez une bonne décision commerciale ou une décision catastrophique, vous avez un marché captif et le consommateur doit payer le produit. Il peut être appelé à payer jusqu'à 15 p. 100 de plus que la normale, mais il ne peut pas y échapper. Quelqu'un ne devrait-il pas envisager de modifier le mécanisme utilisé pour fixer le tarif de façon à inciter les compagnies d'électricité à être plus rentables?

M. Torrie: Je ne discuterai pas avec vous sur ce point. En Ontario, les sociétés sont incitées à minimiser le coût de l'électricité. Malgré tout, elles accordent une haute priorité aux investissements visant à accroître l'économie d'énergie, mais si l'on favorise ce secteur au-delà d'un certain niveau, on en arrive bien vite à un point où le coût moyen de l'électricité va commencer à monter.

C'est ce qu'on appelle le critère du «à tous les coups, l'on gagne». Je ne sais pas si quelqu'un en a déjà parlé au Comité. Un service d'utilité publique comme Hydro-Ontario est confronté à un dilemme dans la mesure où, s'il commence à investir dans ces mesures visant à accroître la demande, ce qui est dû en grande partie à la nature excessivement capitalistique de notre système d'offre d'électricité fondé sur les centrales électriques et nucléaires, il en arrive à un point où le prix moyen de l'électricité pour tous les autres usagers, qui ne profitent peut-être pas de ce programme axé sur la demande, commence à augmenter.

[Texte]

[Traduction]

• 1050

That presents a dilemma for them, for sure, because they are mandated to keep the price of electricity down and yet they know there are benefits to the provincial economy in promoting energy efficiency well beyond the point where the average cost of electricity goes up.

They have actually presented this to the Ontario government, in the Demand and Supply Planning Strategy, as a dilemma they face as a corporation. They cannot deliver energy efficiency programs to the economic limit because before they reach that limit they reach the point where the cost of electricity to their other customers starts to go up. Their mandate very clearly tells them that they are supposed to be minimizing the cost of electricity. There is no question that there is a need for institutional change. There is an argument to be made that the electric utilities are not the appropriate vehicles to be encouraging, or to be involved in delivering this stuff, that it should be—

The Chairman: Other sources of energy?

Mr. Torrie: To be delivering energy efficiency, or even electricity efficiency improvements, because there is this basic conflict.

They are well placed to do it in so many ways. They have the delivery mechanism through the municipal utilities. They have the banking expertise. They have the billing system to amortize the cost to the users and so on. But underlying all of those advantages there is the fundamental reality that it causes the price of electricity to go up, especially in jurisdictions that have a highly capital-intensive system.

They have just spent \$20 billion on a capital expansion program in the past 10 or 15 years with the nuclear stations at Darlington and Bruce and the addition to Pickering. They have to pay for those stations whether they are used or not. The fuel does not cost much; it costs 13% or something. So for a utility in that position, they can only go so far with conservation before they run up against internal problems promoting it any further.

The Chairman: You are damned if you do and you are damned if you do not.

Mr. Torrie: Yes.

The Chairman: Why does the growth demand for electricity outstrip the growth for other forms of energy? Obviously, the demand for electricity is growing very, very rapidly as compared with other fuels.

Mr. Kelly: I have a simplistic answer for that. I think it is because we have lagged significantly behind in installing the capital equipment to reduce that demand. I would argue that in oil and gas we have put in the insulation and the more efficient furnaces relatively quicker than we have installed the efficient lights and the efficient motors and so forth in the electricity system, that we lag in electricity.

Bien entendu cela pose un problème vu que d'une part ils sont censés veiller à ce que le prix de l'électricité soit aussi bas que possible, mais d'autre part, l'économie provinciale a tout à gagner à une plus grande efficacité énergétique.

La société a d'ailleurs soumis cette contradiction au gouvernement de l'Ontario dans le cadre de la planification de l'offre et de la demande. La société ne peut pas maximiser les programmes d'efficacité énergétique, car pour ce faire, le coût de l'électricité pour ses autres clients commencerait à monter, alors qu'elle est censée minimiser le coût de l'électricité. Un changement institutionnel est donc indispensable. Ce n'est donc pas les compagnies productrices d'électricité qui devraient être chargées d'encourager l'efficacité énergétique.

La présidente: D'autres sources d'énergie?

M. Torrie: Ce n'est pas les compagnies qui doivent s'occuper de promouvoir l'efficacité énergétique, pas même dans le domaine de l'électricité, car il y a conflit d'intérêt.

Elles sont en principe parfaitement à même de le faire, notamment par leurs réseaux municipaux de distribution d'électricité ainsi que par leur système de facturation qui leur permettraient en principe d'amortir les coûts. Mais il n'empêche que la promotion de l'efficacité énergétique fait monter le coût de l'électricité, surtout pour les secteurs à très forte capitalisation.

Ainsi 20 milliards de dollars d'immobilisations ont été engagés au cours des 15 dernières années dans les centrales nucléaires de Darlington Bruce et de Pickering. Or ces centrales doivent être payées, qu'elles soient utilisées ou non. Le combustible ne représente qu'environ 13 p. 100 des frais. Donc les compagnies d'électricité ne sont pas vraiment bien placées pour promouvoir l'efficacité énergétique.

La présidente: Quoi qu'elles fassent dans ce domaine, elles seront en buttes aux critiques.

M. Torrie: Exact.

La présidente: Comment se fait-il que la demande d'électricité augmente plus rapidement que la demande d'autres sources d'énergie? Cette demande croît en effet bien plus rapidement que pour tous les autres combustibles.

M. Kelly: Je crois que c'est tout simplement parce que nous n'avons pas engagé d'immobilisations suffisantes pour réduire la demande. Ainsi les maisons chauffées au mazout ou au gaz ont été isolées, et des chaudières efficaces mises sur le marché, alors que très peu a été fait jusqu'à présent pour rendre plus efficace le système d'éclairage, le moteur électrique.

[Text]

Mr. Torrie: Electricity, in terms of Canada's energy economy just in the past couple of years, appears to have levelled off. It may start growing again and it may decline. The electricity intensity—that is, the amount of electricity used per dollar of GNP—in the U.S. has been declining for several years, as it has been in most other OECD nations. So Canada is something of an anomaly on this one, in the sense—

The Chairman: It was really the price of oil that kicked into that, or caused that.

Mr. Kelly: It was the shocks in oil and gas prices that caused us first to alter our behaviours, to turn down the thermostat and drive slower.

The Chairman: To become more efficient.

Mr. Kelly: But then the capital equipment changes came along. The cars became markedly more efficient in terms of—

The Chairman: And your furnaces.

Mr. Kelly: Yes, furnaces and CHIP programs and so forth that installed insulation in houses. But there were not comparable responses, I would argue, in the electricity system.

The Chairman: Does price drive it, or cost?

Mr. Kelly: To some degree.

Mr. Torrie: Price increases also—

Mr. Kelly: It is not so much the absolute level, it is the shock.

The Chairman: The shock. All right.

Mr. Torrie: This is kind of a gruesome example, or gruesome analogy, but they say if you put a cold-blooded animal like a frog, for example, into a pot of water and gradually start to increase the temperature, it will die eventually as the water reaches a boil. On the other hand, drop the frog into a boiling pot of water, it will jump out very quickly. Somewhere in that there is an analogy.

If you gradually turn up the price of energy, we can find ourselves not making the choices we ought to make, because the rate of increase is such that it is acceptable, even though in the long term we are falling behind in our technological efficiency, whereas a price shock or a sudden increase will result in very dramatic effects.

• 1055

The Chairman: That is exactly what happened.

Mr. Lawrence Harris (Consultant to the Committee): A few moments ago you described the dilemmas that Ontario Hydro or others might run into if they were in the business of encouraging this kind of efficiency, and you alluded to the fact that maybe that is not the best way. What are the other possibilities of delivering programs as incentives to convert to more efficient technologies, and

[Translation]

M. Torrie: Depuis deux ans, l'utilisation de l'électricité au Canada commençait à plafonner. Il se peut que la consommation commence à augmenter ou au contraire à diminuer. Aux États-Unis, la quantité d'électricité par dollar de PNB est en baisse depuis plusieurs années, comme elle l'est d'ailleurs dans la plupart des pays de l'OCDE. Le Canada fait donc exception à la règle.

La présidente: Ce phénomène est dû en partie au prix du pétrole.

M. Kelly: C'est la forte hausse des prix du pétrole et du gaz qui nous ont encouragés à baisser nos thermostats et à conduire les voitures plus lentement.

La présidente: Donc à devenir plus efficaces.

M. Kelly: Ce n'est que par la suite qu'il y a eu des changements dans les immobilisations. Ainsi les moteurs automobiles sont devenus légèrement plus efficaces. . .

La présidente: Ainsi que les chaudières.

M. Kelly: Oui, les chaudières sont devenues plus efficaces, et la société centrale d'hypothèque et de logement a lancé des programmes d'isolation des maisons. Par contre, rien de ce genre n'a été fait en ce qui concerne l'électricité.

La présidente: Est-ce que les changements sont imputables aux prix ou aux coûts.

M. Kelly: Dans une certaine mesure.

M. Torrie: Les hausses de prix. . .

M. Kelly: C'est le choc pétrolier qui a provoqué un changement de mentalité.

La présidente: D'accord.

M. Torrie: Si on plonge un animal à sang froid comme la grenouille dans de l'eau dont la température augmente petit à petit, la malheureuse bête finira par mourir lorsque l'eau atteindra le point d'ébullition. Par contre si on jette une grenouille dans une casserole d'eau bouillante, elle réussira sans doute à s'échapper en sautant. C'est une sorte d'analogie.

Si les prix de l'énergie augmentent petit à petit, nous aurons tendance à ne pas changer nos comportements et à accepter le taux d'augmentation bien qu'à la longue, cette hausse sapera notre efficacité technologique; par contre une brusque hausse de prix entraîne généralement un changement radical de comportement.

La présidente: C'est justement ce qui est arrivé.

M. Lawrence Harris (conseiller du Comité): Vous venez de nous expliquer les contradictions auxquelles l'Hydro-Ontario et d'autres compagnies d'électricité seraient confrontées lorsqu'elles cherchent à promouvoir l'efficacité énergétique, ce qui fait que ces compagnies ne sont peut-être bien placées pour s'en occuper. Comment donc devrait-on s'y prendre pour encourager l'efficacité

[Texte]

how can you recover the cost of those programs if you do not do it through the utilities?

Mr. Kelly: The minimum efficiency standards for appliances are another example. You can pay consumers to buy an energy-efficient fridge or you can legislate out of existence energy-inefficient refrigerators. Those two options are not mutually exclusive, I would hasten to add, though. You can still remove the inefficient products from the market and have a financial incentive to move to the top level of efficiency. But on one level those can be seen as alternative strategies. One takes legislation, and the other one takes funding for rebates.

Mr. Harris: If you were recommending the most practical and expeditious way of achieving the kind of results you are looking for, and if you were making this recommendation to a committee about to write a national report, what would be the priority or the probabilities of the different ways of doing it? What would you say should be in the report?

Mr. Torrie: On some things standards are really the way to go, I think, because they are simple. If it is in an application where it really is not going to make that much difference to the price of the product you are slapping the standard on, it is a direct and fairly simple measure. I think personally—and these can only be personal opinions—that in the case of things like residential appliances, furnace efficiency, motors to a certain extent—

Mr. Kelly: Automobiles.

Mr. Torrie: —the application of energy efficiency standards at the manufacturing level is a very direct way. If it is done uniformly across the country, assuming we still have the federal ability to do something like that, industry will not really have a problem with it.

In fact, as we saw in the case of the U.S. appliance efficiency standards and as you see in Canada all the time, industry will tend to line up on the side of fair, uniform rules as long as it is not something that is threatening the basic viability of what they are doing. But fairness is their primary concern, and they are quite happy to live with standards in that regard. If it is done in an orderly way, it simply is not something that would threaten the viability of those industries; it is quite the contrary. I do not think there is any coincidence about the fact that where you find industries producing energy-efficient technology you also find world leaders in general.

In some of the other sectors I do think you need innovative mechanisms. Getting up the energy efficiency of commercial buildings requires the promotion of an energy management industry in the commercial and institutional sector, and that takes a bit more innovation.

[Traduction]

énergétique tout en recouvrant les frais de ces programmes si l'on ne passe pas par les compagnies d'électricité.

M. Kelly: Il y a également l'exemple des normes minimums d'efficacité pour les appareils électro-ménagers. On peut d'une part offrir des rabais aux usagers qui achètent des frigos consommant peu d'électricité ou bien on peut interdire la vente des frigos inefficaces. D'ailleurs ces deux solutions ne s'excluent pas mutuellement. On peut donc retirer les appareils inefficaces du marché tout en offrant des primes pour l'achat d'appareils à haute efficacité. Et on peut envisager ces deux solutions comme des solutions de rechange l'une passant par le biais législatif tandis que l'autre exigerait des crédits pour les ristournes.

M. Harris: Qu'est-ce que vous recommanderiez comme étant la solution la plus pratique et susceptible de donner des résultats le plus rapidement dont nous pourrions tenir compte dans la rédaction de notre rapport?

M. Torrie: Il faut commencer par imposer des normes élevées car c'est en principe une solution simple. Si l'imposition de ces normes n'entraîne pas d'importantes hausses de prix des appareils en question, c'est une mesure idéale et simple. À mon avis ces normes pourraient notamment être imposées pour les appareils électro-ménagers, les chaudières de chauffage, certains moteurs etc.

M. Kelly: Les voitures.

M. Torrie: Donc on pourrait commencer par imposer des normes d'efficacité énergétique au niveau de la fabrication. Pour autant que le gouvernement fédéral soit toujours compétent dans ce domaine on imposerait donc des normes uniformes pour le pays tout entier. Ce qui ne devrait pas poser trop de problèmes à l'industrie.

Ainsi aux États-Unis l'exemple des normes d'efficacité pour les équipement ménagers ont été acceptées par les industriels qui en principe sont partisans de normes uniformes et raisonnables à condition, bien entendu, que tous leurs bénéfices n'y passent pas. Donc pour autant que ces normes soient justes et équitables, les industriels ne s'y opposent pas. À condition d'être appliquées de façon raisonnable, de telles normes, loin de menacer l'industrie, pourraient au contraire l'aider. En effet les fabricants qui produisent les appareils les plus efficaces sont en général chef de file dans leur secteur.

Dans d'autres secteurs, par contre, il faudra sans doute trouver de nouvelles idées. Pour améliorer l'efficacité énergétique d'immeubles commerciaux il faudra mettre en place une industrie de la gestion énergétique commerciale et institutionnelle, ce qui exigera plus d'imagination.

[Text]

In terms of direct incentives and so on at the consumer end, I am somewhat ambivalent about whether or not the utilities really are the way to go in terms of delivering incentive programs to the consumer, because they do run up against this problem I was discussing a moment ago. There are certainly suggestions in Ontario, for example, that a parallel organization to Ontario Hydro be established to compete directly by offering energy services and energy efficiency improvements. So there are lots of different ways.

Mr. Porter: In light of the standards we have seen set at the federal level in the United States, do you see that this is an avenue that will bring pressure to bear within Canada? It certainly is a result of the similarity of standards of living and the fact that we use a lot of the same appliances, many coming from there. This would appear to be, as you said earlier, the quickest way to go.

• 1100

Do you think there would be the same level of co-operation between the industries in Canada and, I assume, consumer groups who would advocate this type of federal legislation, similar to what we have seen in the United States?

Mr. Kelly: I would say that if provinces start to set minimum efficiency standards for appliances, as Ontario has started to do and as some other provinces are looking at, then there will be a great incentive, as there was in the United States, for the manufacturers to ask the federal government to set one uniform national standard, and one that will keep the provinces happy. That was one of the main reasons why the American industry lined up to support this bill. It was one tough but liveable national standard versus potentially 50 different state standards, which was the situation that was starting to develop there.

In terms of the Canadian industry, a very cogent argument can be made that raising the efficiency of its products is key to its survival. I do not think a Canadian appliance industry, particularly under free trade, can survive if it produces products that are 30% or 40% less efficient than the product that can be coming across the border from the American industry. It is a survival tactic for our Canadian appliance and furnace and water heater industry, and there is a role here for federal legislation.

In some companies who have been keeping up with the technology—and I guess if I had to cite an example then it would be Inglis in the refrigerator market—I do not think there would be strong resistance to tough standards. There are other companies that I would say have not been keeping up with the technology. They are the companies that have been minimizing their investment in plant and in technology, and they would face some significant challenges. There will probably be some resistance from them, but it may be a case of either coming up to the international levels or going out of

[Translation]

Pour ce qui est des incitations directes à offrir aux usagers, je ne pense pas pour ma part que ces tâches doivent être confiées aux compagnies d'électricité pour lesquelles cela constitue en quelque sorte un conflit d'intérêts comme je viens de vous l'expliquer. Ainsi il est question de créer en Ontario une organisation parallèle à Hydro-Ontario, organisation qui serait chargée d'améliorer l'efficacité énergétique et donc de concurrencer directement Hydro-Ontario dans ce secteur. Il existe donc différentes façons de s'y prendre.

M. Porter: À votre avis les normes d'efficacité fédérales imposées aux États-Unis auront-elles des retombées au Canada? Nos deux niveaux de vie sont en effet très proches et nous utilisons plus ou moins le même type d'appareils électro-ménagers, dont beaucoup d'ailleurs sont importés des États-Unis. Ce serait peut-être la solution la plus rapide.

Pensez-vous qu'au Canada il y aurait une aussi bonne coopération entre les fabricants et les associations de consommateurs pour encourager le gouvernement fédéral à adopter une loi analogue à la loi américaine?

M. Kelly: Si toutes les provinces suivent l'Ontario en fixant des normes d'efficacité minimum pour les appareils électro-ménagers, les fabricants finiront par demander au gouvernement fédéral de fixer une norme nationale uniforme, comme cela s'est fait aux États-Unis. C'est d'ailleurs la principale raison pour laquelle les fabricants américains ont approuvé la loi américaine, faute de quoi ils auraient été confrontés à des normes qui varieraient d'un État à l'autre.

Au Canada on pourrait aller jusqu'à dire que la survie même des fabricants d'appareils électro-ménagers dépend dans une certaine mesure d'une amélioration de l'efficacité de leur produit. Avec l'entrée en vigueur de l'Accord sur le libre-échange, les fabricants canadiens ne survivront pas s'ils continuent à fabriquer des appareils présentant une efficacité de 30 à 40 p. 100 inférieurs à celle des appareils américains. Donc pour nos fabricants d'appareils électro-ménagers de chaudières de chauffage et de chauffe-eau, c'est une simple question de survie et le gouvernement fédéral aurait donc un rôle certain à jouer.

Parmi les fabricants qui se tiennent à la pointe du progrès et pour les frigidaire, je citerais la firme Inglis, je ne pense pas qu'ils s'opposent vraiment à des normes très strictes. Par contre il y a des fabricants qui accusent un certain retard technologique. Ces firmes n'ont pas suffisamment investi ni dans leurs installations ni dans la technologie et pour celles-ci il y aurait peut-être des difficultés. Ces dernières vont sans doute s'y opposer, mais de toute façon celles qui ne peuvent pas faire face à la concurrence internationale seront tôt ou tard acculées à la faillite.

[Texte]

business. I do not think they could survive for very long as low-end producers.

Mr. Porter: That is the point I was trying to get at: we are going to be pressured into it, I would think, as a result of what is happening now.

Mr. Kelly: The more we move into an international marketplace, the more pressure there is.

Mr. Torrie: One would presumably like to avoid the situation where the branch plants of American companies that are manufacturing appliances in this country continue to produce cut-rate, inefficient appliances against which our Canadian companies cannot compete, with the result that we lose our appliance industry under a duty-free situation because the American branch plants are allowed basically to go to seed because they do not have to come up to the standards they do in the United States.

It is a strong argument for federal standards that match the American ones so that we have a fair trade as well as a free trade situation.

The Chairman: That is the only way we are ever going to compete.

Mr. Dean Clay (Consultant to the Committee): I would just like to return to a point the chairman raised with you about the fact that the demand for electricity has tended to outstrip the growth in demand for other fuels in Canada and the United States and some other industrial nations. That history certainly goes back well before 1973. Back in the 1950s we were seeing electricity growing more rapidly than other components of the energy supply.

I had the impression, from your comments about the stability of that electricity-specific share of end use at around 12%, that it had also been stable for quite some time, perhaps going back before the oil price shocks as well.

What is the reason for that discrepancy? Why has the growth in the demand for electricity tended to outstrip other fuels for such a long time in our industrial society, yet the end use requirement for electricity has tended to be stable for a long time?

Mr. Torrie: The proportion of electricity per dollar of GNP, to which I think you are referring, is a very aggregate indicator. I think it is a mistake to interpret a period of stability in that indicator as a lack of dynamic movement in all the various complex factors that lead to it. The amount of electricity per dollar of output in this society is going to depend on the efficiency with which electricity is used, on the market share electricity gets of the non-electricity-specific applications, on the growth in the electricity-specific sector itself. If it grows with the economy, which it has tended to, then electricity growth for those applications will grow with the economy. But electricity share was rising for a period of time in the non-electricity-specific applications.

[Traduction]

M. Porter: Donc de toute façon nous serons obligés d'instituer ces normes en raison de l'évolution de la situation.

M. Kelly: L'internationalisation du marché entraîne en effet toutes sortes de contraintes.

M. Torrie: Il ne faudrait quand même pas permettre aux succursales canadiennes de fabricants américains de continuer à fabriquer chez nous des appareils bon marché et inefficaces inférieurs aux normes américaines, ce qui tôt ou tard provoquerait la ruine de ce secteur tout entier, surtout avec la mise en place de l'Accord sur le libre-échange.

C'est donc dans cette optique qu'il faudrait que le Canada ait des normes fédérales aussi strictes que les normes américaines afin que nous puissions concurrencer les États-Unis à armes égales.

La présidente: C'est d'ailleurs la seule façon pour nous de les concurrencer.

M. Dean Clay (conseiller du Comité): Je voudrais revenir à la question soulevée par le président, à savoir que la demande d'électricité augmente plus rapidement que la demande d'autres combustibles, au Canada, aux États-Unis et dans certains autres pays industriels. Cette tendance est d'ailleurs antérieure à 1973. En effet, dès les années 50, la demande d'électricité a augmenté bien plus rapidement que la demande de toutes les autres sources d'énergie.

Or, vous dites en même temps que la proportion d'électricité par unité de PNB est restée stable à environ 12 p. 100 depuis de longues années même avant le choc pétrolier.

A quoi est dû cet écart? Comment se fait-il qu'alors que la demande d'électricité augmente plus rapidement que la demande pour tous les autres combustibles, la part de l'électricité dans le produit national brut reste plus ou moins stable.

M. Torrie: La proportion de l'électricité par unité de produit national brut est un indicateur très général. Une période de stabilité dans cet indicateur ne signifie pas que les différents facteurs qui contribuent à cet indicateur soient restés inchangés. La quantité d'électricité par dollar de production dépend de l'efficacité de l'utilisation de l'électricité en question, et la part du marché de l'électricité pour les usages qui ne dépendent pas uniquement de l'électricité et de la croissance du secteur électrique lui-même. Si le rythme de la croissance de production de l'électricité suit le rythme de croissance de l'économie tout entière comme c'est le cas généralement, le taux de croissance d'autres applications suivra généralement le taux de croissance économique. Mais il se

[Text]

[Translation]

fait que pendant un certain temps, on a commencé à étudier de plus en plus l'électricité dans des applications non spécifiques.

• 1105

There have been long cycles in that relationship, if you go back far enough. Electricity has tended to grow faster, because I think it is continually finding new applications. That is part of it. Furthermore, when it does substitute for fossil fuel, it usually only happens in a situation where its end-use efficiency is much, much higher.

The very substitution of electricity for oil or gas has the effect of reducing the oil or gas intensity of the economy at the same time as that of electricity goes up. It is contributing to the divergence of electricity and fossil fuel intensity on both sides. That one act of substitution has a double-barrelled effect on the diversion of those two intensities, and that is another reason why electricity intensity has been higher than fossil-fuel intensity, or at least why its rate of growth has been higher.

Mr. Clay: Most of your work, it seems in these documents, has been on looking at specific devices and technologies. Have you in other work looked at system changes in the utility operation, for example, off-peak billing, to try to achieve load-levelling and so on, as another means of increasing the efficiency of the entire system, as opposed to looking at the efficiency of use of some devices?

As part of that, I think one could postulate conservation initiatives, for example automatic thermostat setbacks at night, which would actually accentuate the peaks and troughs, at least considered as a separate conservation initiative, rather than, say, an aggregate of a number, which might tend to cancel that effect out.

Mr. Torrie: Yes.

Mr. Clay: Have you looked at this at a system level for those sorts of efficiencies?

Mr. Torrie: I am doing some of that right now, because we are looking at the impact of various electricity conservation and so-called peak-shifting and demand-management measures on Ontario Hydro's coal burn in the 1990s. But in Ontario, which is really the only system I know well, the peak-shifting incentive is rather small. The reason is that first of all, they only have about 1,000 megawatts of peak they feel they can shift before their daily load curve is fairly level. Secondly, their 20-minute peak is being met with Hydro's spending reserve and hydro anyway.

Their problem is really not so much that daily peak. It is the fact that there is a long season in the wintertime when they have a period from about 7 a.m. to 11 p.m. when they have coal plants on, which they would rather not have on, for a lot of reasons. When Ontario Hydro

Sur une longue période, ces cycles ont tendance à varier. La production d'électricité tend en général à augmenter plus rapidement parce qu'on trouve tout le temps d'autres usages. En général, on ne remplace des combustibles fossiles par l'électricité que lorsque cette dernière devient beaucoup plus efficace.

Le remplacement du pétrole et du gaz par l'électricité a pour effet, bien entendu, de réduire la consommation de pétrole et de gaz et d'augmenter celle de l'électricité. Donc, la substitution se répercute sur la quantité globale de l'électricité utilisée d'une part et de combustible fossile d'autre part, et c'est pourquoi l'intensité électrique a été supérieure à l'intensité des combustibles fossiles; c'est certainement l'une des raisons pour lesquelles son taux de croissance a été plus rapide.

M. Clay: Vous vous êtes consacré essentiellement à examiner différents types de dispositifs de technologie. Est-ce que vous avez également étudié le fonctionnement des compagnies d'électricité pour leur permettre de réduire les coûts en baissant les tarifs pour l'utilisation de l'électricité en dehors des périodes de pointe afin d'étaler l'utilisation, ce qui permettrait de réduire la consommation globale d'électricité et de rendre donc le système plus efficace et qui serait donc une solution de rechange à l'amélioration de l'efficacité des appareils électro-ménagers.

Il y a également des dispositifs de conservation comme par exemple le thermostat automatique qui font baisser la température pour la nuit, ce qui aurait d'ailleurs pour effet d'accentuer les maximums et les minimums.

M. Torrie: En effet.

M. Clay: Est-ce que vous avez donc envisagé cette façon d'améliorer l'efficacité?

M. Torrie: Nous sommes justement en train de le faire en ce moment; ainsi, nous sommes en train d'étudier les différentes méthodes mises en place par Hydro-Ontario pour essayer de mieux étaler la consommation et de déplacer les heures de pointe au cours des années 1990. Mais jusqu'à présent, on n'a pas fait réellement un gros effort en Ontario pour déplacer les heures de pointe d'une part parce qu'il suffirait de déplacer 1,000 mégawatts en période de pointe pour obtenir une courbe plus régulière et d'autre part, ils arrivent à répondre aux 20 minutes de pointe de consommation grâce à leurs réserves.

Ce n'est donc pas l'heure de pointe qui fait problème mais plutôt le fait que pendant les longs mois d'hiver, ils sont obligés de faire appel aux centrales thermiques entre 7 heures du matin et 23 heures, ce qui est loin d'être l'idéal. Hydro-Ontario voudrait donc déplacer cette

[Texte]

talks about peak-shifting and the 18-hour peak—they actually call it the “18-hour peak”, and it is that 7 a.m.-to-11 p.m. period, or 6 a.m.-to-11 p.m., whatever adds up to 18 hours—it is concerned about that. Targeting conservation measures that take electricity demand out of that peak is a priority for them, and we are looking at that.

The setbacks do not matter that much at night. They are not a big item. You are only talking about the electric heat in homes, to start with. The focus—

Mr. Clay: I was not using it as an example of something that would cause a major problem, but rather as an example of an initiative at one level of the system that could tend to make the operation of a system on a different level worse, in this case, rather than optimizing.

• 1110

Mr. Torrie: Yes. At least in the case of Ontario Hydro, making the valley deeper does not present big problems for them. If they can take something off the peaks, there is an incentive. Measures that save electricity at night are not really making things worse for them. You are right; there is not a big incentive for them to go for those because they are already at a situation during the night when during most of the year, at least after Darlington starts up, coal generation is not going to be on the system. Their priority is to try to get the coal off the daily 18-hour winter peak, which means measures that save electric heat are good. If they save it at night as well, so be it, but anything that can save electric heat is going to come out of that 18-hour peak.

Lighting is an excellent one because the lighting systems in commercial buildings are on during that period and if you can make them more efficient you are taking it very nicely out of that 18-hour peak. The same thing with motors as well.

The Chairman: Are you suggesting that Ontario will go completely off coal-fired?

Mr. Torrie: They could. You have seen the uncertainty in their forecasts. It is really hard to say. In one scenario, they are going all out and buying and importing power by the mid-1990s. In another they would have the coal right down to a bare minimum that would be required for technical reasons. The nuclear plants are not good ways... you cannot turn a nuclear plant on in the morning and turn it off at night. If you do, you have to wait about 36 hours before you can turn it back on again.

They might have enough extra nuclear plants they can play that kind of musical nuclear plant game with, but basically they would prefer to keep their nuclear stations on and to export any surplus if they can find markets for it. So probably, from an overall system planning point of view, there is a continued role for thermal power plants,

[Traduction]

«période de pointe» de 18 heures qui va de 6 ou 7 heures du matin à 23 heures. Ils cherchent donc à mettre en place des mesures de conservation pour déplacer cette période de forte consommation.

Baisser le thermostat la nuit serait bien peu de chose à côté, car il ne s'agit que du chauffage électrique.

M. Clay: J'ai cité ce cas non pas parce que c'est un facteur important mais plutôt pour vous donner un exemple d'une mesure qui risque au contraire d'avoir des répercussions négatives sur l'ensemble du réseau.

M. Torrie: Pour Hydro-Ontario, ils ont tout intérêt à étaler les périodes de pointe. Tout ce qui permet d'économiser l'électricité la nuit ne va certainement pas leur compliquer la vie. Donc, il est vrai qu'ils n'ont pas vraiment intérêt à promouvoir ce genre d'économie vu que de toute façon, pendant la nuit, ils n'ont pas besoin de faire appel aux centrales d'appoint thermique pour la production d'électricité pendant la majeure partie de l'année; et ce ne sera certainement plus le cas lorsque la centrale de Darlington commencera à fonctionner. Ils cherchent avant tout à ne pas devoir enclencher la centrale thermique pendant les 18 heures de la période de pointe, ce qui comprend des économies de chauffage. Si en outre, ils parviennent à réduire la consommation d'électricité pendant la nuit, tant mieux; mais les économies de chauffage se répercutent essentiellement sur la période de pointe de 18 heures.

De même que toute amélioration dans l'éclairage des immeubles commerciaux permettrait de réduire cette période de pointe de 18 heures. La même chose est vraie des moteurs.

La présidente: Vous voulez dire que Hydro-Ontario pourra un jour ne plus utiliser de centrale thermique du tout?

M. Torrie: C'est possible mais ce n'est pas certain. Dans un scénario, il serait obligé d'importer de l'électricité dès le milieu des années 1990. Dans un autre scénario, l'usage du charbon serait réduit au minimum. Les centrales nucléaires ne sont pas aussi souples et on ne peut pas les enclencher le matin et les arrêter le soir. Tout arrêt doit être suivi d'une période d'attente de 36 heures avant le redémarrage.

Lorsqu'il y aura suffisamment de centrales nucléaires, il y aura moyen d'échelonner leur fonctionnement; mais en principe, il est préférable de laisser les centrales nucléaires fonctionner en permanence quitte à exporter les excédents éventuels. Il est donc vraisemblable qu'Hydro-Ontario conservera des centrales thermiques

[Text]

coal-fired power plants, in Ontario Hydro system, just because there are some things that coal plants do very well, such as meeting a demand that starts up in the morning and shuts down again in the evening.

The Chairman: The flexibility, I guess. They give them flexibility.

Mr. Torrie: Yes, that is right.

The Chairman: On behalf of the committee, I want to thank both of you gentlemen for spending some time with us this morning looking at conservation-alternative fuels or the nuclear hydro and coal-fired. It is a very, very in-depth study for us and we really appreciate your sharing some of your knowledge with us. Thank you very much.

The meeting stands adjourned.

[Translation]

qui permet un usage plus souple à savoir des pointes intervenant le matin et une réduction de la demande le soir.

La présidente: Donc, les centrales thermiques assurent une certaine souplesse.

M. Torrie: C'est exact.

La présidente: Au nom de tous les membres du comité, je tiens à vous remercier tous les deux d'être venus discuter avec nous ce matin de diverses méthodes de conservation, des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Nous avons beaucoup apprécié votre étude extrêmement détaillée.

La séance est levée.

P
TORONTO UNIV
LIBRARY SERIALS DEPT
TORONTO
ON
XC4-1
1-68 100643003
M51 1A



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

From Marbec Resource Consulting:

Brian Kelly, President.

From Torrie, Smith and Associates:

Ralph Torrie, President.

TÉMOINS

De Marbec Resource Consulting:

Brian Kelly, président.

De Torrie, Smith and Associates:

Ralph Torrie, président.

70
18

100-100000

HOUSE OF COMMONS

CHAMBRE DES COMMUNES

Issue No. 42

Fascicule n° 42

Wednesday, March 16, 1988

Le mercredi 16 mars 1988

Tuesday, March 29, 1988

Le mardi 29 mars 1988

Tuesday, May 10, 1988

Le mardi 10 mai 1988

Chairman: Barbara Sparrow

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

Energy, Mines and Resources

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

In accordance with its mandate under Standing
Order 96(2), an examination of the economics of
nuclear power in Canada

CONCERNANT:

Conformément au mandat que lui confie l'article
96(2) du Règlement, examen de l'économie de la
puissance nucléaire au Canada

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MARCH 16, 1988
(64)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 8:15 o'clock a.m., in Room 430 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan and Lorne Nystrom.

In attendance: Dean Clay, Consultant.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The Committee proceeded to the consideration of future business.

It was agreed,—That the services of Dean Clay Associates be retained by the Committee for the period April 1, 1988 to March 31, 1989, and that the total contract shall not exceed \$92,906.00.

At 9:00 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, MARCH 29, 1988
(65)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met *in camera* at 9:10 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lorne Nystrom and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: Ola Ullsten, Ambassador of Sweden. *From External Affairs:* Peter Walker, Director General, Western Europe Bureau; Ingrid Hall, Director, Western Europe Bureau; Bryan Burton, Officer, Nuclear Affairs Division; John Broadbent, Deputy Director, Cabinet Liaison and Coordination Secretariat. *From Energy, Mines and Resources:* Ted Thexton, Nuclear Power Advisor, Uranium and Nuclear Energy Branch; Sean Tupper, International Energy Relations Officer, International Energy Relations Branch.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

Ola Ullsten made an opening statement and answered questions.

PROCÈS-VERBAUX

LE MERCREDI 16 MARS 1988
(64)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 8 h 15, dans la pièce 430 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (présidente).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan et Lorne Nystrom.

Aussi présent: Dean Clay, conseiller.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité reprend l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Le Comité entreprend de déterminer ses futurs travaux.

Il est convenu,—Que le Comité retienne les services de la firme *Dean Clay Associates*, du 1^{er} avril 1988 au 31 mars 1989, et que le contrat se chiffre au total à 92,906\$.

À 9 heures, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MARDI 29 MARS 1988
(65)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 9 h 10, dans la pièce 307 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (présidente).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Russell MacLellan, Lorne Nystrom et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: Ola Ullsten, ambassadeur de Suède. *Du ministère des Affaires extérieures:* Peter Walker, directeur général, Direction générale de l'Europe de l'ouest; Ingrid Hall, directeur, Direction générale de l'Europe de l'ouest; Bryan Burton, agent, Division des affaires nucléaires; John Broadbent, directeur adjoint, Secrétariat de la liaison avec le Cabinet et de la coordination. *Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:* Ted Thexton, conseiller en énergie nucléaire, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire; Sean Tupper, agent de relations bilatérales, Division des relations internationales (Énergie).

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité reprend l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Ola Ullsten fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

At 10:40 o'clock a.m., the sitting was suspended.

At 11:03 o'clock a.m., the sitting was resumed.

John Broadbent made an opening statement.

Ingrid Hall made an opening statement and answered questions.

Bryan Burton made an opening statement and answered questions.

Ted Thexton made an opening statement and answered questions.

At 12:05 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

TUESDAY, MAY 10, 1988

(66)

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:07 o'clock a.m., in Room 307 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Len Gustafson, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: From Trans-Alta: Walter Saponja, Senior Vice-President, Generation; Ed Barry, Vice-President, Research.

In accordance with its mandate under Standing Order 96(2) the Committee resumed consideration of the economics of nuclear power in Canada. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated Thursday, October 15, 1987, Issue No. 29.*)

The witnesses each made an opening statement and answered questions.

At 10:44 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

À 10 h 40, le Comité interrompt les travaux.

À 11 h 03, le Comité reprend les travaux.

John Broadbent fait une déclaration préliminaire.

Ingrid Hall fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Bryan Burton fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

Ted Thexton fait une déclaration préliminaire et répond aux questions.

À 12 h 05, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

LE MARDI 10 MAI 1988

(66)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 9 h 07, dans la pièce 307 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Len Gustafson, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: De Trans-Alta: Walter Saponja, premier vice-président, Génération; Ed Barry, vice-président, Recherches.

Conformément au mandat que lui confie le paragraphe 96(2) du Règlement, le Comité reprend l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du jeudi 15 octobre 1987, fascicule n° 29.*)

Les témoins font chacun une déclaration préliminaire et répondent aux questions.

À 10 h 44, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Tuesday, May 10, 1988

• 0905

The Chairman: We will call the meeting of the Standing Committee on Energy, Mines and Resources to order. The notice of the meeting has been circulated as well as the agenda. The order of the day, in accordance with our mandate under Standing Order 96(2), is an examination of the economics of nuclear power in Canada.

We are very pleased to have Trans-Alta Utilities with us as an example of a non-nuclear Canadian utility. Trans-Alta has compared the costs of nuclear and coal-fired generation and has concluded that coal firing can be cheaper for the foreseeable future.

Our witnesses are Mr. Walter Saponja, Senior Vice-President, Generation; and Ed Barry, Vice-President, Research. We want to welcome both of you gentlemen here. We certainly appreciate your coming from Calgary to visit with the committee so we can further our examination of the generation of electrical power in Canada.

Mr. Saponja, I understand that you and Mr. Barry have a presentation. Then we will have some questions.

Mr. Walter Saponja (Senior Vice-President, Generation, Trans-Alta Utilities): It is a joint presentation. We are both prepared to make some comments and we welcome the opportunity to take up some of your time. We hope we can input into the work you are doing, although we understand you have a nuclear interest at the moment.

As you have stated, we are not a nuclear utility, but we think we can provide some input to show you why we are not a nuclear utility. In particular we will try to cover the Alberta scene which should make it evident why we are not in the nuclear business. You will hear a lot about coal because coal is very prominent in power generation in Alberta at the moment and will continue to be that way, we believe, for the foreseeable future.

We have a number of overheads to use as a centrepiece to talk around. I expect it is going to take us about 30 minutes at least to get through them. I understand we have about an hour and a half. That should leave roughly an hour for questions and answers, if we can find the answers.

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mardi 10 mai 1988

La présidente: La réunion du Comité permanent de l'Énergie, des Mines et des Ressources est ouverte. L'avis de convocation de même que l'ordre du jour ont été distribués au programme aujourd'hui, conformément au mandat qui nous est confié aux termes de l'article 96(2) du Règlement, nous procédons à l'examen de l'économie de la puissance nucléaire au Canada.

Nous sommes très heureux d'accueillir les représentants de Trans-Alta Utilities comme exemple d'une société d'utilité publique canadienne non alimentée par l'énergie nucléaire. Trans-Alta a comparé les coûts d'une centrale nucléaire à celle d'une centrale alimentée au charbon et a conclu que cette dernière revient moins cher dans un avenir prévisible.

Nous accueillons comme témoins M. Walter Saponja, vice-président principal, Production, et Ed Barry, vice-président, Recherche. Nous vous souhaitons à tous les deux la bienvenue. Nous vous sommes reconnaissants d'être venus de Calgary nous visiter afin que nous puissions continuer notre examen de la production de l'énergie électrique au Canada.

Monsieur Saponja, je crois comprendre que vous-même et M. Barry voulez faire un exposé. Nous vous interrogerons par la suite.

M. Walter Saponja (vice-président principal, production, Trans-Alta Utilities): Il s'agit d'un exposé conjoint. Nous sommes tous les deux disposés à faire certaines remarques et nous vous sommes reconnaissants de cette occasion que vous nous donnez de vous rencontrer. Nous espérons que notre apport à votre travail sera utile, et nous croyons comprendre que pour le moment vous vous intéressez au nucléaire.

Vous l'avez mentionné, nous ne sommes pas une centrale alimentée à l'énergie nucléaire, mais nous croyons pouvoir vous donner certains renseignements vous expliquant nos raisons. De façon plus particulière, nous allons tenter de vous décrire la scène albertaine, ce qui devrait vous faire mieux comprendre les raisons pour lesquelles nous n'avons pas d'activités nucléaires. Vous allez entendre beaucoup parler de charbon, car ce produit occupe une place très importante dans la production de l'énergie en Alberta à ce moment-ci, et nous croyons que ce sera le cas aussi dans l'avenir prévisible.

Nous avons un certain nombre d'acétates à vous présenter qui serviront de point de départ pour la discussion. Il nous faudra environ 30 minutes pour leur présentation. Je crois comprendre que nous disposons d'une heure et demie. Vous aurez donc environ une heure pour nous poser des questions auxquelles nous essaierons de répondre.

[Text]

The Chairman: Thank you. As I mentioned earlier, we have to adjourn the meeting about 10.40 a.m. to go to the House.

I also want to introduce my colleague, Len Gustafson, from Saskatchewan. You have met Dean Clay, the researcher, and Eugene Morawski, our clerk.

Mr. Saponja: It looks like you have very good representation from the west.

The Chairman: Yes, we do.

[Slide Presentation]

Mr. Saponja: Alberta has four generating utilities and this slide shows the relative size of each, beginning with Trans-Alta being the largest and the city of Medicine Hat being the smallest. All of these generate. Other utilities in the province do not generate.

Mr. Dean Clay (Researcher to the Committee): Those percentages were generating capacity, were they not?

Mr. Saponja: It is based on load, the amount of energy required to meet that load.

Mr. Clay: In your annual report I noticed that Trans-Alta supplied 78% of the electricity generated by utilities in Alberta, but that slide said 64%.

Mr. Saponja: That is correct. This is based on our customer load.

We all participate in what is called the Electric Utility Planning Council, a joint planning body. Those who generate also participate in the Alberta Interconnected System power pool. That power pool and the economic dispatch of generation results in Trans-Alta generating more power than its direct customers consume.

We sell a lot of what we call economy energy to the city of Edmonton. Because their generation is gas-fired, it is more economic for us to use our idle capacity to displace their generation. That is why we generate 78%.

This graph is a very quick snapshot of the 1987 situation in Alberta. The way you read this is that about 5,000 megawatts was the peak load in 1987 in Alberta. This shows the average load was just under 4,000 megawatts. The full length of that bar is the generating capacity.

• 0910

You will note the relative length of the heavy black bar and shaded bar is what we call load factor. We have a very high system load factor, 72% in fact.

[Translation]

La présidente: Je vous remercie. Je le répète, nous devons lever la séance à 10h40 pour nous rendre à la Chambre.

Je voudrais également présenter mon collègue, Len Gustafson de la Saskatchewan. Vous avez rencontré Dean Clay, agent de recherche, et Eugene Morawski, notre greffier.

M. Saponja: Il semble que l'Ouest soit bien représenté.

La présidente: C'est le cas, oui.

[Présentation de diapositives]

M. Saponja: Il y a en Alberta quatre sociétés d'utilité publique qui produisent de l'énergie et cette présentation de diapositives vous montre la taille relative de chacune de ces centrales, Trans-Alta étant le plus gros service et la ville de Medicine Hat le plus petit. Toutes ces centrales produisent de l'énergie. D'autres centrales dans la province n'en produisent pas.

M. Dean Clay (agent de recherche du Comité): Ces pourcentages représentent la capacité de production, n'est-ce pas?

M. Saponja: Ils sont fondés sur la charge, le montant d'énergie requis pour obtenir cette charge.

M. Clay: Dans votre rapport annuel, je remarque que Trans-Alta a fourni 78 p. 100 de l'électricité produite par les sociétés d'utilité publique en Alberta, alors que la diapositive n'indique que 64 p. 100.

M. Saponja: C'est exact. Ce pourcentage est fondé sur la charge destinée au client.

Nous faisons tous partie de ce qu'on appelle le Conseil de planification des sociétés électriques d'utilité publique, un organisme de planification mixte. Les producteurs participent également au pool énergétique du Système inter-connecté de l'Alberta. Ce pool énergétique et l'envoi économique de la production font que Trans-Alta produit plus d'énergie que n'en consomment ses clients directs.

Nous vendons une portion importante de ce que nous appelons l'énergie d'économie à la ville d'Edmonton. Étant donné que leur production provient de centrales alimentées au gaz, il est plus économique pour nous de nous servir de notre capacité inutilisée pour remplacer leur production. C'est la raison pour laquelle notre production est de 78 p. 100.

Ce graphique présente une vue rapide de ce qu'était la situation en Alberta en 1987. On peut voir qu'environ 5,000 mégawatts représentaient la charge de pointe en 1987 en Alberta. La charge moyenne était d'un peu moins de 4,000 mégawatts. La colonne entière représente la capacité de production.

Vous remarquerez la longueur relative de la colonne en noir et de la partie ombrée qui représente ce que nous appelons le facteur de charge. Nous avons un facteur de charge très élevé, il atteint en réalité 72 p. 100.

[Texte]

This graph also indicates most of our energy came from coal in the province of Alberta and the reserve capacity or unshaded portion of these bars is primarily hydro and gas-fired steam. So that is the portion of Alberta generating equipment that sits idle most of the time to back up a coal-fired plant in the event of a problem.

This next graph is our current load forecast, in simple form. Shown is a range of annual compound growth between 4.5% and a low of 2.4%. That is very modest growth for Alberta when we are coming off 20 or 25 years of compound growth of 10% per annum.

This presents problems to generation planners in that it is flat to small growth. Moreover—I have shown the band which represents uncertainty—we cannot predict anywhere near as we could in the past, where we tended to produce a single-line forecast.

The challenge today is to handle uncertainty and it is exacerbated by the fact load growths are very modest, in 3% or 4%.

Mr. Gagnon: Would you repeat what past growth has been?

Mr. Saponja: Beginning in the 1960s through the early 1980s we were averaging about 10% a year.

This is designed to show the current situation in Alberta, where we have three 400 megawatt nominal coal-burning generating units in various stages of construction. Two are owned by the city of Edmonton, Genessee units one and two, and the third one is jointly owned between Trans-Alta Utilities and Alberta Power Limited. They are due to come on in 1989, 1990 and 1991.

The shaded portion on the right-hand side indicates, under the three load forecasts, when we would require new generating capacity to maintain electrical reliability on the system. Between a high and low forecast, the previous slide I showed in that band, we would need new capacity sometime between 1993 and 1997.

The system is currently surplus in Alberta, as demonstrated in this slide. The horizontal dark line represents a planning criteria, where we try to achieve a 25% generating reserve margin above the peak electrical demand usually occurring in the winter in Alberta, usually in December.

If everything works exactly right and we are able to plan and add generating facilities, we would be targeting a 25% reserve margin. In 1981-82, through to the present, we have a surplus situation. On the right-hand side, under the various load forecasts the shaded portion is a higher

[Traduction]

Le graphique indique également que notre énergie est produite en grande partie à partir du charbon de la province de l'Alberta et que la capacité de réserve ou la partie non ombrée de cette colonne représente surtout la vapeur produite à partir des centrales hydro-électriques et celles alimentées au charbon. Voilà donc la partie de l'équipement de production de l'Alberta qui a été utilisée la plupart du temps pour venir au secours d'une centrale alimentée au charbon si celle-ci éprouvait un problème.

Le prochain graphique représente, de façon simplifiée, nos prévisions actuelles de charge. La croissance composée annuelle va de 2,4 p. 100 à 4,5 p. 100. Il s'agit donc d'une croissance très modeste pour la province de l'Alberta; au cours des 20 ou 25 dernières années, la croissance composée était de 10 p. 100 par année.

À cause de cette situation, les planificateurs éprouvent des difficultés en ce sens que le pourcentage est soit stable soit de faible croissance. De plus—je vous ai montré la partie qui représente une incertitude—nous sommes loin de pouvoir prédire de façon aussi juste qu'on le faisait par le passé, alors que nos prévisions visaient surtout un schéma unifilaire.

Ce qui nous pose un défi aujourd'hui, c'est de tenir compte de l'incertitude qui est aggravée du fait que les croissances de charge sont très modestes, de 3 ou 4 p. 100.

M. Gagnon: Voulez-vous nous redire ce qu'était la croissance au cours des années précédentes?

M. Saponja: Depuis les années 1960 jusqu'au début des années 1980, elle était d'environ 10 p. 100 par année.

Cette diapositive nous permet de voir la situation actuelle en Alberta, où nous avons trois unités alimentées au charbon d'une capacité de 400 mégawatts à diverses étapes de construction. Deux appartiennent à la ville d'Edmonton, les unités un et deux Genessee, la troisième est la propriété conjointe de Trans-Alta Utilities et Alberta Power Limited. Elles sont censées entrer en service en 1989, 1990 et 1991.

La partie ombrée du côté droit de la diapositive indique, sous les trois prévisions de charge, quand il nous faudra une nouvelle capacité de production pour maintenir la fiabilité électrique du système. La diapositive précédente nous montre qu'en considérant des prévisions à la hausse et à la baisse, il nous faudrait une nouvelle unité de production entre 1993 et 1997.

Le système est présentement excédentaire en Alberta, comme vous pouvez le voir sur cette diapositive. Le trait foncé horizontal représente un critère de planification, quand nous tentons d'obtenir une marge de réserve de production de 25 p. 100 supérieure à la demande de pointe d'électricité qui se produit habituellement en hiver en Alberta, normalement en décembre.

Si tout fonctionne bien et si nous pouvons planifier et ajouter des unités de production, nous pourrions réaliser cette marge de réserve de 25 p. 100. De 1981-1982 jusqu'à maintenant, nous avons connu une situation excédentaire. Du côté droit de la diapositive, sous les diverses prévisions

[Text]

and the unshaded a lower load forecast. Again you see the 1993 to 1997 period, wherein new generating capacity would be required.

• 0915

Now, how are we going to supply that future generating capacity? This graph is designed to give our view of the relative costs of generation supply options, and you will see the nuclear shown as a rather broad band at the top.

The way you read this graph is that the vertical scale on the left in dollars per kilowatt per year is what I would call the fixed costs. Those costs are usually capital-related costs and once they are sunk and spent on the facility, you have no option but to cover those costs.

The slope of the line out to the right represents variable costs and is a function of the amount of power produced once you have a facility built.

So you can see that in the nuclear situation, this suggests very high capital costs and much flatter variable costs. I do not think this is any surprise to anyone in the room here.

Coming down, IGCC stands for Integrated Gasification Combined Cycle. That is coal based.

The next one down is a conventional pulverized coal-fired plant, similar to the type we have in service now. It is very common throughout the world.

The shaded triangular portion at the bottom is our view of gas turbine costs. You can see the variability there associated with predicting natural gas prices into the future.

Mr. Ed Barry (Vice-President, Research, Trans-Alta Utilities): Walter, before you carry on, would you comment on the gas desulphurization process?

Mr. Saponja: Thank you very much, Ed. The line showing coal is absent of food gas desulphurization costs, or those costs that would be related to removal of sulphur dioxide emission.

We believe if I had those costs included on the plot now, the line would approach the IGCC plot. Hence, we feel the combined cycle integrated gasification option will be competitive. We will hear more about that in a little while.

An option I did not indicate on that particular slide is the co-generation potential in Alberta, which would be

[Translation]

de charge, la partie ombrée indique une prévision supérieure et la partie non ombrée une prévision de charge inférieure. Vous avez de nouveau la période de 1993 à 1997, autrement dit le moment où il nous faudra obtenir une nouvelle unité de production.

Voyons maintenant quelle filière nous permettra d'atteindre cette capacité de production à l'avenir. Ce graphique illustre les coûts relatifs que nous estimons pour les diverses filières et vous constaterez que la filière nucléaire correspond à une bande assez large au haut du graphique.

Pour bien comprendre ce graphique, vous devez d'abord vous reporter à l'échelle verticale qui donne les dollars par kilowatt par année, ce qui correspond aux frais fixes. Ces frais sont habituellement liés aux dépenses d'immobilisation et, une fois engagés pour la construction et l'aménagement d'une centrale, ces frais ne peuvent être récupérés.

La ligne orientée vers la droite représente les coûts variables qui sont fonction de la quantité d'énergie produite une fois la centrale construite.

Ainsi, vous constatez que les coûts d'immobilisation sont beaucoup plus élevés pour la filière nucléaire alors que les coûts variables sont beaucoup plus stables. Personne ici ne s'en étonnera, je crois.

Le sigle IGCC qui apparaît au-dessus de la ligne suivante signifie Integrated Gasification Combined Cycle (cycle combiné de gazéification intégrée). C'est un procédé utilisant le charbon.

La prochaine ligne correspond à une centrale classique alimentée au charbon pulvérisé, semblable aux types de centrales que nous exploitons actuellement. Ce procédé est très répandu dans le monde entier.

Le triangle ombré au bas du graphique reflète notre estimation des coûts de la filière des turbines à gaz. Vous pouvez constater qu'en raison de la variabilité des prix du gaz naturel, il sera très difficile de prévoir la situation future.

M. Ed Barry (vice-président, Recherche, Trans-Alta Utilities): Walter, voulez-vous prendre la relève et expliquer le procédé de désulfuration du gaz?

M. Saponja: Merci, Ed. La ligne correspondant à la filière charbon ne prend pas en compte les coûts de désulfuration du carburant obtenu par gazéification ni les coûts associés à l'élimination des émissions d'anhydride sulfureux.

Nous croyons que si j'avais ajouté ces coûts, cette ligne s'approcherait de celle de la filière IGCC. Par conséquent, nous croyons que le cycle combiné de gazéification intégrée sera compétitif. Nous y reviendrons un peu plus tard.

Je n'ai pas indiqué sur cette diapositive la filière de la production mixte en Alberta qui serait associée à la

[Texte]

associated with small power production. We have just recently completed a study—these data are quite fresh—indicating the amount of co-generation that could be developed in Alberta is very sensitive of course to the prices one would pay for this energy.

We believe the maximum we can pay in Alberta is in the vicinity of about 3¢ per kilowatt-hour at the moment for non-utility generation without imposing additional costs on our consumers. One can conclude from this that at this point in time, there is not a lot of co-generation potential in Alberta that would be economical.

What I am showing here is our forecast of coal costs in Alberta. It is based very much on coal that is under control of utilities and hence there is some predictability and security in the level of costs that are shown here. Roughly, it is 60¢ a gigajoule.

To put that into perspective, natural gas in Alberta at the moment can be contracted for on a relatively short term, say a 12-month basis, for about \$1.40 or \$1.50 per gigajoule. Natural gas prices were as high as about \$2.40 a gigajoule in Alberta about five years ago. The important here thing, though, is that the slope of the line is relatively flat for the next 20 years.

• 0920

This one is no surprise as well. It is designed to indicate where the major coal deposits in Canada are located and we can see readily that most of Canada's coal lies within the province of Alberta. In fact, statistics indicate there are roughly 63 billion tonnes of known coal reserves in the country. Statistics also show that about 82% lies within the province of Alberta. This pie represents that distribution.

Now focusing on Alberta, there are roughly 31 billion tonnes of coal in the province. About 8.5 billion of that 31 billion is what we describe as plains coal in contrast to coal that lies in the mountains and the foothills. Coal on the plains is usually lower quality. Coal of interest to the utilities is what we call plains surface coal which is mined by surface-mining operations.

Mr. Gagnon: Before you move on, I am a little lost in your mathematics. You had coal resources of Canada saying Alberta had 82% of 53.1. That should come out to a figure close to 50 billion. The next one has a total for Alberta of 30.9. What is the variation?

Mr. Saponja: You are very observant. The difference is the national figure is based on data compiled here in Ottawa. The 31 billion is Energy Resources Conservation

[Traduction]

production de petites centrales. Nous venons tout juste de terminer une étude—ces données sont très à jour—qui révèle que la quantité d'énergie produite en Alberta par le procédé de production mixte dépendra largement de l'évolution des prix à payer pour cette énergie.

Nous croyons que l'Alberta peut payer au maximum environ 3c. le kilowatt-heure à l'heure actuelle pour l'électricité produite par d'autres entreprises que les sociétés d'utilité publique sans qu'il soit nécessaire d'imposer des coûts additionnels à nos clients. Cela nous amène donc à conclure qu'à l'heure actuelle très peu de projets de production mixte seraient rentables en Alberta.

Je vous montre ici nos projections des coûts du charbon en Alberta. Ces estimations sont essentiellement fondées sur les coûts du charbon contrôlé par les sociétés d'utilité publique de sorte que les coûts illustrés ici sont assez prévisibles et assez fiables. Ils sont d'environ 60c. le gigajoule.

Pour placer cela dans le contexte, à l'heure actuelle, le gaz naturel en Alberta peut être acheté à contrat pour des périodes relativement courtes, par exemple 12 mois, pour environ 1.40\$ ou 1.50\$ le gigajoule. Il y a cinq ans environ, les prix du gaz naturel en Alberta ont atteint un sommet de 2.40\$ le gigajoule. L'essentiel à retenir ici c'est que la pente de la ligne reste relativement stable pour les vingt années à venir.

Cette diapositive non plus n'a rien de bien surprenant. Elle illustre l'emplacement des principaux gisements de charbon au Canada et il est vite apparent que la plupart de ces gisements houillers se trouvent en Alberta. De fait, les statistiques révèlent que le Canada possède des réserves connues de charbon d'environ 63 milliards de tonnes. Les statistiques révèlent par ailleurs que l'Alberta possède environ 82 p. 100 de ces réserves. Ce tableau circulaire illustre cette répartition.

Si nous prenons maintenant le cas de l'Alberta, elle possède environ 31 milliards de tonnes de charbon. Sur ces 31 milliards de tonnes, 8,5 milliards de tonnes sont des réserves de charbon situées dans la plaine par opposition aux montagnes ou dans les contreforts. Le charbon des plaines est habituellement de qualité inférieure. Les entreprises d'utilité publique s'intéressent en priorité au charbon de surface des plaines qui peut être exploité par des méthodes d'extraction en surface.

M. Gagnon: Je vous interromps, parce que j'ai du mal à suivre vos calculs. Vous avez dit que l'Alberta possédait 82 p. 100 des réserves totales du Canada, à savoir 53,1 milliards de tonnes. Cela devrait nous donner près de 50 milliards de tonnes. Vous indiquez ensuite que l'Alberta a un total de 30,9 milliards de tonnes. Qu'est-ce qui explique cet écart?

M. Saponja: Vous avez le sens de l'observation. La différence s'explique du fait que le total national est fondé sur des données compilées ici à Ottawa. L'estimé plus

[Text]

Board data, in the province of Alberta, which is somewhat more conservative.

Mr. Gustafson: What percentage does Saskatchewan have? The lignite development in Estevan is quite an extensive operation. What percentage would that be?

Mr. Saponja: If you go back to this one you might notice Saskatchewan is shown as a relatively small proportion within Canada. I cannot give you a hard number.

The annual production by utilities within the province of Alberta is about 19 million tonnes a year, with 8.5 billion tonnes of surface plains coal. In simple mathematics, at the current burn rate the life of the remaining surface prairie coal is 400-plus years at today's consumption rate.

We are very mindful of what has been going on globally from the standpoint of atmospheric emissions associated with the combustion of coal and, to a lesser extent, the problems miners face with land reclamation, particularly on certain kinds of operations. We have for some time been involved in the land reclamation side of things and do not consider it a significant hurdle at the moment. On the atmospheric emission side, we are prepared to talk about a number of programs in which Trans-Alta Resources Investment Corporation has for some time been active.

Let me just flash one on the reclamation side. I will not dwell on this, but there are some facts, figures and stats on our reclamation program within your package of material. I will just indicate that when it comes to atmospheric conditions we also think we have a gifted resource in Alberta in that our sulphur content in Alberta coals is relatively low compared with that in other coals. In particular, at our Highvale Mine operation where we are currently mining about 12 million tonnes a year, we are averaging a sulphur content of about 0.25%. I do not know of another mining operation in North America that is being utilized by a facility that has a sulphur content that low.

Mr. Gagnon: Before you leave that, would you locate for us the Highvale Mine and the Whitewood Mine? What are they close to?

Mr. Saponja: Both mines are about 50 miles west of Edmonton. They are both mine-mouth operations supplying generating plants owned by Trans-Alta Resources Investment Corporation Utilities.

Mr. Gagnon: Are both near Wabamun Lake?

[Translation]

prudent de 31 milliards de tonnes pour l'Alberta a été fait par le Energy Resources Conservation Board.

M. Gustafson: Quel pourcentage des réserves appartient à la Saskatchewan? Le projet de mise en valeur de la lignite à Estevan est assez important. Quel serait donc le pourcentage?

M. Saponja: Si nous reprenons cette diapositive, vous constaterez que la Saskatchewan détient une proportion relativement faible du total canadien. Je ne peux pas vous donner de chiffre précis.

Les entreprises d'utilité publique de l'Alberta produisent environ 19 millions de tonnes par année à partir de 8,5 milliards de tonnes de charbon de surface extrait des plaines. Un simple calcul révèle que compte tenu du taux actuel de consommation, les réserves restantes de charbon de surface des prairies devraient suffire pour plus de 400 ans encore.

Nous sommes très conscients des tendances globales qui se dessinent, notamment en ce qui concerne les émissions atmosphériques associées à la combustion du charbon et, dans une moindre mesure, aux problèmes que pose aux producteurs miniers la remise en état des terrains après l'exploitation, plus particulièrement dans le cas de certains procédés. Nous participons depuis quelque temps déjà aux efforts de remise en état des terrains et nous ne considérons pas pour l'instant que cela représente un problème insurmontable. Pour ce qui est des émissions atmosphériques, nous sommes disposés à discuter d'un certain nombre de programmes auxquels participe depuis quelque temps déjà la Trans-Alta Resources Investment Corporation.

J'aimerais vous montrer brièvement la diapositive sur la remise en état. Je ne vais pas m'attarder sur cette question, mais vous trouverez dans la documentation qui vous a été remise certains faits et certaines données chiffrées sur notre programme de mise en état des terrains. Je me contenterai de vous signaler que nous sommes choqués en Alberta du fait que la teneur en soufre des charbons albertains est relativement faible si on la compare aux charbons d'autres régions, ce qui réduit les risques de pollution atmosphérique. De façon plus particulière, notre mine Highvale, d'où nous extrayons à l'heure actuelle 12 millions de tonnes de minerai par année, a une teneur en soufre moyenne d'environ 0,25 p. 100. Je ne connais aucune autre exploitation minière en Amérique du Nord dont la teneur en soufre est si faible.

• 0925

M. Gagnon: Avant de changer de sujet, pourriez-vous nous dire où se trouvent les mines Highvale et Whitewood? Près de quelles villes sont-elles situées?

M. Saponja: Les deux mines sont environ à 50 milles à l'ouest d'Edmonton. Il s'agit de deux exploitations minières qui approvisionnent des centrales appartenant à Trans-Alta Utilities Corporation.

M. Gagnon: Sont-elles toutes les deux près du Lac Wabamun?

[Texte]

Mr. Saponja: Yes.

On atmospheric emissions, whereas the Alberta regulation is 0.6 pounds of sulphur dioxide per million BTUs, our existing power plants in the Lake Wabamun are averaging about 0.5 pound per million BTUs, so we are within the required maximum. We are very mindful that other deposits in Alberta are somewhat slightly higher in sulphur. It is unlikely that we would be able to meet the current Alberta regulation for future mining development where a new mine would be required.

When it comes to nitrous oxides, again our operating performance is below the provincial standard and we are also able to meet the particulate emission levels.

Now, I am going to hand the ball off to Mr. Barry who can adequately and very aptly talk about some of the other work we are doing.

The Chairman: Just before you go, Walter, are the Alberta standards as strict or stricter than national standards?

Mr. Saponja: I think they are basically patterned on the federal guidelines.

Mr. Barry: They are at least as stringent as the federal ones. When it comes to the matter of the time period over which the emission is measured, I think the Alberta regulations are slightly more stringent than the federal ones; otherwise they are patterned the same.

Walter has very adequately, I believe, demonstrated that Trans-Alta has a very strong motivation to continue using coal. We have a very large resource. It is very economical and it contains very low amounts of sulphur.

In the late 1970s, we concluded that the future was going to bring more stringent emission guidelines and more stringent environmental guidelines. We concluded at that time that we needed to identify some technologies that would be clean environmental type of technologies that we could use starting in the 1990s to allow us to continue using this very valuable resource we have in Alberta.

Of the technologies we chose, Walter has referred to one, which we chose from an array at that time—this is eight years ago now—of emerging technologies. We chose IGCC—integrated gas location combined cycle—power plants and the LNS burner—low NO_x, low SO_x—low SO₂ burner. We believed that those two technologies held the greatest promise to give us the maximum environmental clean up with minimum cost.

Now, I would like to describe to you conceptually what an IGCC plant would look like. It has a coal gasification island, if I can call it that; we use coal and steam in a

[Traduction]

M. Saponja: Oui.

En ce qui concerne les émissions, atmosphériques, nos centrales électriques du Lac Wabamun produisent environ 0,5 livre d'anhydride sulfureux le million de BTU alors que les règlements de l'Alberta précisent que la limite est de 0,6 livre; nous répondons donc aux normes. Le fait que la teneur en soufre de d'autres dépôts albertains soit légèrement plus élevée nous inquiète énormément. Il est peu probable que nous soyons en mesure de respecter la réglementation albertaine actuelle lorsqu'il faudra ouvrir une nouvelle mine.

En ce qui a trait à l'oxyde nitreux, nous respectons encore une fois les normes de la province, tout comme pour le niveau des rejets de macroparticules.

Je passe maintenant la parole à M. Barry qui pourra nous parler très pertinemment de quelques-unes de nos autres activités.

La présidente: Walter, avant de céder votre place, pourriez-vous nous dire si les normes de l'Alberta sont aussi rigoureuses ou plus rigoureuses que les normes canadiennes?

M. Saponja: Je crois qu'elles ont essentiellement été établies d'après le modèle fédéral.

M. Barry: Elles sont au moins aussi rigoureuses que les normes fédérales. Lorsqu'il est question de la période au cours de laquelle les émissions sont mesurées, je crois que les normes albertaines sont légèrement plus rigoureuses que les normes fédérales; autrement, elles sont semblables.

Je crois que Walter a très bien démontré que Trans-Alta était bien décidée à continuer d'utiliser du charbon. Nous disposons d'une très grande quantité de charbon. Cette matière est très économique et sa teneur en soufre est vraiment faible.

Nous avons compris, vers la fin des années 70, que l'avenir nous réservait des lignes directrices plus strictes sur les émissions atmosphériques et des lignes directrices encore plus rigoureuses dans le domaine de l'environnement. Nous avions alors conclu qu'il nous fallait découvrir des technologies plus «propres» sur le plan de l'environnement que nous pourrions commencer à utiliser dans les années 90 pour nous permettre de continuer à recourir à cette ressource inestimable que nous avons en Alberta.

Des technologies que nous avons choisies, Walter nous a d'ailleurs parlé de l'une d'entre elles, parmi un ensemble impressionnant à cette époque, il y a de cela maintenant huit ans, de technologies naissantes, les centrales électriques IGCC «integrated gasification combined cycle» et le brûleur LNS «à faible teneur en NO_x, en SO_x, et en SO₂» nous semblent les plus prometteuses. Nous croyons en effet que ces deux technologies nous permettront d'assainir l'environnement de la meilleure façon possible, et ce aux moindres coûts.

J'aimerais maintenant vous décrire à quoi ressemblerait une centrale IGCC. Cette centrale serait munie d'un système de gazéification du charbon, si je

[Text]

reactor vessel or a gasifier, which makes a low BTU fuel gas, which gets cleaned up so that it can go into a combustion turbine, which is the fuel for a combustion turbine, which generates electricity. The waste heat from the combustion turbine goes through a steam generator and steam turbine, and generates electricity. The whole thing together is what we call Integrated Gasification Combined Cycle power plants.

• 0930

The advantage of IGCC, which we identified earlier on, is that it is very clean environmentally. We can confidently remove virtually all of the sulphur in the combustion process and in the gasification process. NO_x emissions are well below regulation, really almost approaching zero as well. That should read "particulate" and not "particle". Particulate emissions, or ash emissions, are also nearly zero.

IGCC has several other advantages. Walter referred to planning under conditions of uncertainty. When we were growing at compounded rates of 10%, the recession came in North America. We were amongst the utilities affected by that, and we had problems. Our growth rate dropped off to 4%, which it is roughly now.

The conventional pulverized coal-generating units that we have been using—and Walter described three that are still under construction—have a very long lead time, like nuclear plants. They take two years for planning, two years for approvals, and five or six years for construction.

You start one of those processes leading up to construction and commissioning ten years down the road with the best information you have, and you often find you are wrong—you are either too early with the plant or you are too late. That puts a high risk on the electric-power consumer and the shareholder, so we needed technology with a shorter lead time, and IGCC gives us that. The lead time for an IGCC plant is perhaps no more than four years.

We have also never been happy with the fact that the conventional power plants we use have a thermal efficiency of only 33% or 34%. In other words, about one-third of the energy out of the coal generates electricity, and two-thirds goes into waste heat. With IGCC technology we can say confidently we believe we will have an efficiency of more like 45%, a very significant increase over 33% or 34%.

[Translation]

peux l'appeler ainsi; nous utiliserions du charbon et de la vapeur dans un caisson de réacteur ou dans un réacteur de gazéification, ce qui permet d'obtenir un gaz combustible à faible teneur énergétique qui est nettoyé avant d'aller dans une turbine de combustion. Le combustible permet alors de produire de l'électricité. La chaleur récupérée de la turbine de combustion passe par le générateur de vapeur et la turbine à vapeur, et produit l'électricité. Tous ces éléments forment ce que nous appelons des centrales à Integrated Gasification Combined Cycle.

L'avantage de ce genre de centrale, comme nous l'avons dit plus tôt, réside dans le fait qu'elles sont très propres pour l'environnement. Nous sommes en mesure de retirer à peu près tout le soufre dans les processus de combustion et de gazéification. Les émissions de NO_x sont très inférieures aux normes et sont même presque nulles. Ce sont des «macroparticules» et non des «particules». Les émissions de particules, ou émissions de cendre, sont également presque nulles.

Les centrales IGCC ont d'autres avantages. Walter nous a parlé de planification dans une conjoncture très incertaine. Lorsque notre croissance était de l'ordre de 10 p. 100, la récession a frappé l'Amérique du Nord. Nous comptons parmi les sociétés d'utilité publique qui ont été touchées, et nous avons eu des problèmes. Notre taux de croissance est tombé à 4 p. 100; à l'heure actuelle il est resté à 4 p. 100 environ.

Les centrales électriques conventionnelles qui fonctionnent au charbon pulvérisé que nous utilisons—et Walter en a décrit trois qui sont encore en construction—ont des délais de mise en production très longs, comme les centrales nucléaires. Il faut compter deux ans pour la planification, deux autres années pour les approbations et cinq ou six pour la construction.

Pour mettre en branle un tel processus, il faut recueillir les meilleurs renseignements possibles. Mais on se rend compte souvent que l'on avait tort: la centrale a été mise en service trop tôt ou trop tard. Le risque pour le consommateur d'électricité ou l'actionnaire s'en trouve très élevé. Par conséquent, nous avons besoin d'une technologie permettant d'obtenir des délais de mise en production plus courts, et c'est exactement ce que les centrales IGCC nous procurent. Le délai de mise en production pour ce genre de centrale ne dépasse peut-être pas quatre ans.

De plus, nous n'avons jamais été vraiment satisfaits de l'efficacité thermique des centrales d'électricité conventionnelles, laquelle n'est que de 33 ou 34 p. 100. En d'autres termes, seulement un tiers de l'énergie tirée du charbon génère de l'électricité, tandis que le reste est constitué de perte de chaleur. Grâce à la technologie IGCC, nous croyons que l'efficacité thermique sera portée à près de 45 p. 100, ce qui constitue une hausse appréciable par rapport à 33 ou 34 p. 100.

[Texte]

Because the electric utility industry is growing at a lower rate of growth now—I referred to 4% or maybe 5%, rather than 10%—we would be happier if we had a smaller-sized generating unit that would more closely match the low increments of growth we experience on our system. IGCC lends itself to that very well. Instead of having to use 400 megawatt units, as Walter described, to get the economies—you have to build big units to get economies—we can get the same economies, and perhaps better economies, from the smaller-sized IGCC unit.

The IGCC power plant concept is modular. The components for the most part are manufactured in a factory, and then shipped by rail to the site and assembled. It is more like a Meccano set power plant rather than the conventional power plant approach we are using today, where thousands of components in their most basic state are shipped to the site, and then there is a tremendous assembly force put in place to put it all together.

The last advantage we see from IGCC is that it is cost competitive. Walter indicated that if you added the FGD cost to the conventional power plant cost curve you would almost superimpose the resultant curve on top of IGCC, and that is true. In fact, the experience the industry is gaining is that we think IGCC costs are coming down relative to a conventional plant with FGDs installed.

• 0935

The other obvious advantage is that the IGCC plant cleans up the whole environment, whereas a conventional plant with flue gas scrubbers only removes the SO₂.

The status of IGCC. There are two plants in operation in the United States now, one northeast of Los Angeles and the other just went into service late last year. The first one has been in service for three years, while the second plant went into service in early 1987. Both are operating successfully.

We believe, as far as Alberta is concerned, that the technology will be commercial in the period from the mid-1990s to the year 2000, which coincides very well with the timeframe that Walter indicated, Trans-Alta and the Alberta system requiring new capacity.

Cost is something I have really already talked about. Regarding Trans-Alta's activities, we have completed several studies. Just in the last year, 1987, we shipped a large quantity of coal to a gasifier in Pennsylvania, a process development unit where we had our coal tested, and it worked very well.

[Traduction]

Étant donné que l'industrie de production d'électricité croît à un faible taux actuellement—j'ai parlé de 4 ou de 5 p. 100, plutôt que 10 p. 100—nous aimerions disposer d'unités de production de plus petite taille qui seraient plus conformes aux faibles taux de croissance que nous connaissons actuellement. La technologie IGCC s'y prête très bien. Au lieu d'avoir à utiliser des unités de production de 400 mégawatts, comme Walter l'a mentionné, pour obtenir les économies—on doit construire de grosses unités pour obtenir les économies—nous pouvons avoir les mêmes économies, voire peut-être davantage, à l'aide d'unités IGCC de plus petite taille.

La centrale d'électricité IGCC est un concept modulaire. Ses composantes sont pour la plupart fabriquées en usine. Elles sont ensuite expédiées au chantier où elles sont assemblées. L'assemblage de ce genre de centrale est bien plus simple que les méthodes de construction que nous utilisons de nos jours pour les centrales conventionnelles, en vertu desquelles des milliers de composantes rudimentaires sont expédiées au chantier où elles sont assemblées par une abondante main-d'oeuvre.

Le dernier avantage que comporte à nos yeux la technologie IGCC est qu'elle est la moins coûteuse. Walter a indiqué que si l'on ajoute le coût de la désulfuration des gaz de combustion à la courbe des coûts d'une centrale électrique conventionnelle, on obtient une courbe supérieure à celle d'une centrale IGCC, et il a raison. En fait, l'industrie commence à penser que les coûts du IGCC diminuent par rapport à ceux d'une centrale conventionnelle dotée de dispositifs de désulfuration des gaz de combustion.

L'autre avantage évident, c'est que la centrale IGCC nettoie tout l'environnement, alors qu'une centrale conventionnelle dotée d'épurateurs—laveurs de gaz de combustion n'enlève que le SO₂.

Quelle est la situation actuelle de l'IGCC? Deux centrales sont actuellement en exploitation aux États-Unis, une au nord-est de Los Angeles et l'autre est entrée en service à la fin de l'année dernière. La première est en exploitation depuis trois ans, et la seconde est entrée en service au début de 1987. Les deux fonctionnent avec succès.

En ce qui concerne l'Alberta, nous estimons que cette technique sera commercialisée pendant la période se situant entre le milieu des années 90 et l'année 2000, ce qui coïncide très bien avec le délai que Walter a mentionné, Trans-Alta et le système albertin ayant besoin d'un nouveau potentiel.

J'ai déjà parlé des coûts. Pour ce qui est des activités de Trans-Alta, nous avons terminé plusieurs études. L'année dernière seulement, en 1987, nous avons expédié une vaste quantité de charbon à un gazéifieur de Pennsylvanie, une unité de recherche où nous avons fait vérifier notre charbon, et les résultats ont été excellents.

[Text]

At the current time, we are negotiating with a U.S.-based technology developer who is putting together a full-blown IGCC plant like the one we would propose for Alberta in the future, and it is being built under the U.S. Clean Coal I Program.

We are negotiating to see if we can participate in some way in this in order to gain experience which we can bring back to Alberta with respect to engineering design and performance of the plant.

I will switch to the other technology now, the low NO_x SO_x burner. This does not do a very good job of describing conceptually what the technology is, but it is a cylindrical device that would have a diameter of approximately 3 feet and a length of approximately 15 to 20 feet.

It is really nothing more than a combustion chamber, fuel and air being fed in from one end. It is a staged combustion process. The SO_2 sulphur is captured in the first stage and combined with calcium that is already in the coal or calcium that is added with the coal.

The second stage is where the NO_x is literally destroyed and converted to elemental nitrogen, which is harmless. A third component in this thing is an ash removal tap where at this point, at the end of the combustor, 80% of the ash is removed. The combustion gases then go on into a conventional boiler, as we have been talking about.

The Chairman: Is the ash removed through filters, Ed?

Mr. Barry: It is removed by a slag screen, actually. What I mean by that is there are rows of water-cooled tubes across the cross-section of the combustion and the molten ash comes up to these cooler tubes, impacts on the tubes, runs down the tubes and then is tapped out at the bottom of the combustor.

This will help understand how they fit into a power plant. As I mentioned, they go into a conventional type of power plant.

You start with a coal stockpile, coal bunkers or coal storage, and the coal then is fed into these two—it shows us two, but there can be an array of combustors around the border—where the coal is combusted. The hot combustion gasses then go into the boiler where steam is raised.

Mr. Clay: Can these burners be retrofitted to any standard coal-fired plant existing today?

[Translation]

À l'heure actuelle, nous engageons des négociations avec un concepteur des États-Unis qui met sur pied une centrale IGCC complète comme celle que nous proposons pour l'Alberta, et elle est construite en vertu du Clean Coal Program des États-Unis.

Nous engageons des négociations afin de voir si nous pouvons participer d'une façon ou d'une autre à ce projet, pour acquérir l'expérience nécessaire en matière de conception technique et de rendement de la centrale, dont nous pourrions faire profiter l'Alberta.

Je passe maintenant à l'autre technique, le brûleur à faible émission de NO_x et FO_x . Il est difficile de bien décrire en quoi consiste cette technique, mais il s'agit d'un dispositif cylindrique d'environ trois pieds de diamètre et de quelque 15 à 20 pieds de longueur.

Il s'agit ni plus ni moins d'une chambre de combustion, à une extrémité de laquelle on injecte le comburant. Il s'agit d'un processus de combustion à plusieurs étapes. Le SO_2 est recueilli à la première étape et combiné avec du calcium se trouvant déjà dans le charbon ou ajouté à ce dernier.

La deuxième étape est celle où le NO_x est littéralement détruit et converti en azote pur, qui est inoffensif. La troisième étape est constituée par un robinet d'évacuation des cendres, où, à l'extrémité de l'appareil de combustion, on extrait 80 p. 100 des cendres. Les gaz de combustion se propagent ensuite dans une chaudière conventionnelle, comme nous l'avons mentionné.

La présidente: Les cendres passent-elles par des filtres, Ed?

M. Barry: En fait, elles passent par une grille ramassant les scories. Ce que j'entends par-là, c'est qu'il y a des rangées de tubes refroidis à l'eau en travers de la chambre de combustion et que les cendres en fusion parviennent à ces tubes de refroidissement, touchent ces derniers, descendent le long de ceux-ci et sortent par le robinet situé au fond de l'appareil de combustion.

Cela vous aidera à comprendre comment ces tubes sont utilisés dans une centrale électrique. Comme je l'ai mentionné on les utilise dans une centrale conventionnelle.

On a au départ un stock de charbon, des soutes ou entrepôts de charbon, qu'on verse dans ces deux appareils de combustion—on en montre deux, mais il peut y avoir un groupe d'appareils de combustion autour de la pile—où le charbon est brûlé. Les gaz de combustion chauds pénètrent ensuite dans la chaudière, ce qui provoque le dégagement de la vapeur.

M. Clay: Ces brûleurs peuvent-ils être adaptés à n'importe quelle centrale à charbon conventionnelle?

[Texte]

Mr. Barry: It depends a little bit on the amount of space you have in the plant. The fundamental answer is yes. It is easier in some plants than in others.

Mr. Gagnon: What is the difference between this concept and a fluidized bed; or is this a kind of fluidized bed?

Mr. Barry: No, this is closer to gasification than it is fluidized bed combustion. Fluidized bed combustion is a combustion process, a burning process, as against this and IGCC, which are gasification processes.

Mr. Gagnon: Where do you inject lime in there to take the sulphur out?

Mr. Barry: The uniqueness of the LNS Burner is that if there is enough calcium inherent in the coal so that there is a two to one calcium to sulphur ratio, we do not have to add any calcium. That is the situation we have in the Alberta plains coal that Walter referred to. The calcium to sulphur ratio on those coals is more like four to one. Using the combustor on those coals, you do not have to add calcium. If you are dealing with a high sulphur eastern continent coal, it is not the case. The calcium in the form of limestone would be pulverized and added, with the coal, into the stream coming into the combustor.

Trans-Alta identified the burner as a technology in the late 1970s, early 1980s. At that time, it was owned and being developed by Rockwell International in California. It emerged from their space program, involving a lot of combustion and combustion technology. We, along with about four other large U.S. electrical utilities, formed a consortium with Rockwell to help develop the technology. In 1986 Rockwell made a corporate decision that it no longer wanted to pursue that avenue of business. It was looking for somebody within the utility consortium to take over development. Trans-Alta Resources Investment Corporation, as it is now called, acquired the technology from Rockwell in late 1986. We have the worldwide rights to all land and marine applications of the combustor for the burner.

The resources corporation did not acquire the technology just for Trans-Alta Utilities' use. We may be a user of it, but we acquired it because of its potential on a worldwide basis. After developing the technology we visualize that we will enter into licensing agreements with others and that the technology can be marketed around the world.

On environmental advantages, I have to say the SO₂ technology is not commercial yet. We have demonstrated what I am showing you in a pilot plant that is still located in the Rockwell facilities complex in Los Angeles. On low sulphur western coal, we have demonstrated a 70% sulphur capture. On high sulphur eastern coal, we have demonstrated 80%. The only real difference there is the timing. The high sulphur coal program occurred after the

[Traduction]

M. Barry: Cela dépend dans une certaine mesure de la grandeur des installations. En général oui. Il est plus facile de le faire dans certaines centrales que dans d'autres.

M. Gagnon: Quelle est la différence entre ce concept et un lit fluidisé, où est-ce la même chose?

M. Barry: Non, ce procédé se rapproche davantage de la gazéification que de la combustion en lit fluidisé, qui est un procédé de combustion, alors que ce concept et l'IGCC sont un procédé de gazéification.

M. Gagnon: Où injecte-t-on la chaux pour enlever le soufre?

M. Barry: Ce qui distingue le brûleur LNS est que s'il y a suffisamment de calcium dans le charbon, s'il y a deux fois plus de calcium que de soufre, il n'est pas nécessaire d'en ajouter. Tel est le cas du charbon de l'Alberta auquel Walter a fait allusion. Il y a dans ce charbon quatre fois plus de calcium que de soufre. Si on alimente les chambres de combustion avec le charbon, il n'est pas nécessaire d'ajouter du calcium. Mais la situation serait différente avec le charbon de l'Est à haute teneur en soufre. Le calcium, sous forme de calcaire, serait pulvérisé et introduit, avec le charbon, dans la chambre de combustion.

Trans-Alta a identifié la technique du brûleur à la fin des années 70 ou au début des années 80. À ce moment-là, tous les droits appartenaient à la Rockwell International, en Californie. Le procédé a été mis au point lors de recherches effectuées dans le cadre de leur programme spatial, où les procédés et techniques de combustion ont beaucoup été utilisés. Nous nous sommes joints à quatre autres grands services d'électricité américains et avons formé, avec Rockwell, un consortium pour mettre au point la technique. En 1986, Rockwell a décidé de ne plus poursuivre ce genre d'activité. Il voulait que quelqu'un, au sein du consortium, prenne la relève. «Trans-Alta Resources Investment Corporation», comme elle est maintenant connue, a acheté la technologie de Rockwell à la fin de 1986. Nous détenons les droits, à l'échelle mondiale, de toutes les applications terrestres et maritimes de la chambre de combustion pour le brûleur.

Nous n'avons pas acheté la technologie uniquement pour la «Trans-Alta Utilities». Nous l'utilisons peut-être, mais nous l'avons achetée en raison de son potentiel de commercialisation à l'échelle internationale. Une fois la technique mise au point, nous signerons des contrats de licence avec d'autres pour que la technologie puisse être commercialisée dans tous les pays du monde.

Pour ce qui est des avantages qu'elle présentera du point de vue de l'environnement, je dois dire que la technologie n'a pas encore été commercialisée. Les essais dont nous vous avons montré les résultats ont été effectués dans une usine pilote qui se trouve toujours dans les installations de Rockwell, à Los Angeles. En ce qui concerne le charbon de l'Ouest à faible teneur en soufre, nous avons enregistré un taux de capture du soufre de 70

[Text]

low sulphur program. We believe we have the potential to bring both of those up to 90% as the technology develops further.

With respect to NO_x , we have demonstrated a 75% reduction from the emission levels that are at our conventional type of power plants. In other words, our state-of-the-art, brand-new power plant at Keephills, west of Edmonton, emits approximately 400 parts per million. This technology can reduce that down to 100 very easily.

• 0945

As for the particulates you asked about, Madam Chairman, we have demonstrated removing 80% of the ash mass out of the tap I referred to. The other advantages we see are that it is cost effective. We have completed studies that give us fair confidence it would not cost more than \$100 per kilowatt at the outside to fully retrofit a boiler with LNS burners, compared with flue gas desulfurization, which covers a range from \$150 to \$350 a kilowatt.

The burner technology also will enable a utility to convert its boilers that are designed for natural gas or oil and not for coal to coal. Because the burner combusts for the most part all of the coal within itself, 80% of the ash is removed from the burner. The balance of the ash is very fine particles and they flow right through the tight spacing on an oil and gas designed boiler.

With regard to status, as I mentioned, we are still in the process of developing the technology. We are in the process of scaling it up from the pilot-plant size to commercial size. We are examining and we have been examining for some time two installations, either one or perhaps both of which we would scale up the combustor from a 25 million BTU per hour size to approximately 100 million. So it is a 4:1 scale up. One of those locations is at Walter's Wabamun plant and the other is possible use of the technology in enhanced oil recovery systems at Cold Lake, where natural gas is being used in small boilers to make steam for injection into the heavy oil sands.

We are also very busy at the moment working on a full-scale boiler conversion proposal. It is based in Illinois on a small electric utility boiler there. In co-operation with the electric utility involved, an application is being made through to the U.S. Department of Energy Clean Coal II Program for funding assistance. That particular boiler is a very high NO_x generator; if I remember correctly, it is something in the order of 1,500 ppm compared with our

[Translation]

p. 100. En ce qui concerne le charbon de l'Est à haute teneur en soufre, ce taux est de 80 p. 100. La seule différence entre les deux, c'est que le programme concernant le charbon à haute teneur en soufre a été mis en oeuvre après le programme de mise en valeur du charbon à faible teneur en soufre. Nous croyons pouvoir ramener le taux, dans les deux cas, à 90 p. 100 au fur et à mesure que la technologie sera mise au point.

En ce qui concerne le NO_x , nous avons enregistré une diminution de 75 p. 100 dans les niveaux d'émission à nos centrales électriques conventionnelles. Autrement dit, notre nouvelle centrale électrique d'avant-garde à Keephills, à l'ouest d'Edmonton, émet environ 400 parties par million. Grâce à cette technologie, nous pouvons facilement ramener ce chiffre à 100.

Pour ce qui est des macroparticules, madame la présidente, nous avons démontré que nous pouvons enlever 80 p. 100 des cendres du cendrier dont j'ai parlé. Cette méthode est rentable, c'est là un autre avantage. Nous avons terminé des études qui nous laissent croire que l'installation rétroactive de brûleurs LNS sur une chaudière ne coûterait pas plus de 100\$ par kilowatt à la sortie par rapport à la désulfuration des gaz d'émission qui coûte entre 150 et 350\$ par kilowatt.

La technologie des brûleurs permettra également à une centrale de convertir ses chaudières conçues pour fonctionner au gaz naturel ou à l'huile et non pas au charbon au charbon. Comme la plupart du charbon brûle à l'intérieur du brûleur, 80 p. 100 des cendres proviennent du brûleur. Le reste des cendres se compose de particules très fines qui passent directement par le petit espace d'une chaudière à huile et à gaz.

En ce qui concerne l'avancement des travaux, comme je l'ai mentionné plus haut, nous en sommes encore à l'étape de développement de la technologie. Nous sommes en train de passer de l'installation pilote à l'installation commerciale. Nous étudions depuis quelque temps deux installations. La chambre de combustion de l'une ou peut-être des deux pourrait passer d'une capacité de 25 millions de BTU à l'heure à une capacité d'environ 100 millions. Il s'agit donc d'une augmentation de 4 pour 1. La première de ces installations se trouve à l'usine Wabamun de Walter, l'autre à Cold Lake où l'on pourrait se servir de cette technologie pour améliorer les récupérateurs de pétrole puisque c'est dans cette région que l'on utilise du gaz naturel pour les petites chaudières afin d'obtenir la vapeur nécessaire à l'injection des sables contenant du pétrole lourd.

Nous travaillons également en ce moment à la conversion complète d'une chaudière. Il s'agit d'une petite chaudière électrique située dans l'Illinois. En coopération avec les services d'électricité, nous avons fait une demande d'aide financière au U.S. Department of Energy dans le cadre du Clean Coal II Program. Cette chaudière est génératrice très importante de NO_x ; de l'ordre, si je me souviens bien, de 1,500 ppm par rapport

[Texte]

400 and compared with the burner 100. Given the availability of funding and everything falling into place as we think it will, we believe the technology should be commercial in the early 1990s.

I cannot stop without making the comment that we have had very strong support from the federal government through CANMET, through the Coal Branch and through Environment Canada, who have supported us at different levels on the development of these two technologies.

With respect to cost, I mentioned the burner cost—I think really I have covered that—the burner, \$75 U.S. a kilowatt or \$100 Canadian, compared with scrubbers at \$150 to \$350. One thing I did not mention is that the burner has a minimal operating cost, very nominal, compared with scrubbers, which have a high operating cost and which only remove SO₂, rather than solving both the SO₂ and NO_x problem at the same time.

In conclusion, we believe Trans-Alta and the electrical utility industry in general will be well positioned to continue power plant development in the future based on the use of coal. Thank you.

Mr. Saponja: That took a little longer than I forecast. It is like predicting electrical load. We are available for Q and As.

• 0950

The Chairman: Do you export any power?

Mr. Saponja: I have to be careful how I answer that. We sell energy from time to time to British Columbia Hydro, and we think they export it via their export licence. We do not have an export licence.

The Chairman: Probably down to Bonneville or something?

Mr. Saponja: Of course.

The Chairman: But there is probably a great future there.

Mr. Saponja: We are working very hard at this, Mrs. Sparrow. We think there is a very good fit between Alberta thermal-based coal energy and British Columbia Hydro and their predominant hydraulic system. There is a massive synergy that exists when you combine two resource situations like this, in that they have a tremendous capability to store energy seasonally.

In the Alberta system we do not normally have a problem with supply of energy, kilowatt-hours. We are always very mindful. We plan on the basis of kilowatts, in other words, being able to meet the peak load in the year. In the hydro system, they have lots of kilowatts, because they can very cheaply add kilowatts onto a dam, a

[Traduction]

aux 400 ppm dont nous disposons et aux 100 du brûleur. Si nous obtenons ce financement et si tout marche comme prévu, nous pensons que cette technologie pourrait être commercialisée au début des années 90.

Je dois également mentionner que le gouvernement fédéral nous a apporté beaucoup d'appui par l'intermédiaire du CANMET, de la Direction des charbons et du ministère de l'Environnement. Tous ces organismes nous ont aidés à divers niveaux d'élaboration de ces deux technologies.

En ce qui concerne les coûts, j'ai parlé du coût du brûleur qui revient à 75\$ U.S. par kilowatt ou 100\$ canadiens alors que les épurateurs-laveurs coûtent 150\$ à 350\$. Ce que je n'ai pas dit par contre, c'est que les coûts de fonctionnement du brûleur sont minimes, très nominaux, par rapport aux épurateurs-laveurs dont le coût de fonctionnement est élevé et qui ne suppriment que le SO₂, sans donc résoudre le problème du SO₂ et du NO_x en même temps.

Pour conclure, nous croyons qu'il serait bon que Trans-Alta ainsi que l'industrie des Services d'électricité d'utilité publique adoptent à l'avenir le charbon dans leurs centrales électriques. Merci.

M. Saponja: Notre exposé a pris plus de temps que prévu. On ne peut d'ailleurs jamais savoir quand surviendra une surcharge électrique. Passons maintenant aux questions.

La présidente: Exportez-vous de l'énergie?

M. Saponja: Je me dois d'être prudent en répondant à cette question. De temps en temps, nous vendons de l'énergie à British Columbia Hydro qui, à notre avis, l'exporte grâce à son permis d'exportation. Nous n'avons pas de permis d'exportation.

La présidente: Probablement jusqu'à Bonneville ou ailleurs?

M. Saponja: Naturellement.

La présidente: Il s'agit probablement d'un marché intéressant pour l'avenir.

M. Saponja: Nous y travaillons très fort, madame Sparrow. Nous pensons que l'énergie thermique produite avec le charbon en Alberta et l'énergie principalement hydraulique de British Columbia Hydro se complètent très bien. Il se produit aussi une énergie considérable lorsqu'on associe deux ressources de ce type, en ce sens que la Colombie-Britannique dispose d'une capacité incroyable de stocker l'énergie selon les saisons.

En Alberta, l'approvisionnement d'énergie, en kilowatt-heure, ne pose habituellement aucune difficulté. Nous faisons toujours très attention. Nous planifions en fonction de nos besoins en kilowatts, afin de pouvoir répondre aux besoins en période de pointe durant l'année. Le système hydraulique peut produire

[Text]

hydraulic plant. Their concern is always what falls from the heavens. So the two fit together.

The Chairman: Be it snow, rain or you name it.

Mr. Saponja: Right. We normally do not worry about this, because we just go mine a little more coal.

The Chairman: It is interesting that under the free trade agreement B.C. is to receive fair treatment for accessibility to the transmission lines through Bonneville, and we will try to resolve some of those difficulties.

Mr. Saponja: We were very interested in the note that this situation was picked up so early in the free trade literature. We know the California utilities were not happy with the notation, because they felt it lent more credence to the posture taken by Bonneville Power Administration. The California utilities are not very happy with the policies of the Bonneville people and the stranglehold they have on transmission.

The Chairman: Absolutely right.

Mr. Saponja: I might just add that the B.C. Hydro people have agreed to, and have currently entered into a study, with Trans-Alta and us representing the Alberta scene, a full integration economic study, to see what will come out of this, because we, on the Alberta side, are convinced that together, the two of us, British Columbia and Alberta, can put a very, very interesting export package before the Americans.

Mr. Gagnon: Thank you, gentlemen, for a very fascinating presentation. I would like to refer back to your graph entitled Generation Supply Options, where you have the different options. If you compared the capacity factor versus dollars per kilowatt-hour per year—and this is only the fixed costs aspect, as I understand—

Mr. Saponja: No. It is both, Paul. The vertical scale is dollars per kilowatt-year, not per kilowatt-hour. This is a direct conversion of fixed costs converted into an annual charge. In other words, for a dollar invested, if one had a fixed charge of 20%, for instance, then you would see 20¢ on the vertical scale. So it is the carrying cost of capital primarily, on the left-hand scale.

Mr. Gagnon: You also have a graph that has the AIS-projected average coal costs. Then you have it in dollars per gigajoule, which looks at roughly 57¢ currently, and rising to something like 68¢ in 2010. This is the raw gigajoules. It is fed into a boiler.

[Translation]

énormément de kilowatts parce qu'il est très peu coûteux d'ajouter des kilowatts à un barrage ou à une centrale hydro-électrique. Le seul risque est la quantité d'eau qui tombe du ciel. C'est pourquoi les deux se complètent si bien.

La présidente: Qu'il s'agisse de neige, de pluie ou de quoi que ce soit.

M. Saponja: Exactement. Pour notre part, ce n'est pas une inquiétude parce que nous n'avons qu'à extraire un peu plus de charbon.

La présidente: Il est intéressant de noter qu'en vertu de l'accord de libre-échange, la Colombie-Britannique sera bien traitée puisqu'elle aura accès aux lignes de transmission qui passent par Bonneville; nous essaierons de résoudre certaines de ces difficultés.

M. Saponja: Il nous a semblé très intéressant que la note qui faisait allusion à cette situation figure si tôt dans les documents de libre-échange. Nous savons que les services d'utilité publique de la Californie n'ont pas été très heureux de cette note parce qu'elle ajoute foi à la position prise par Bonneville Power Administration. Les services d'utilité publique de la Californie n'apprécient pas beaucoup la politique des responsables de Bonneville, et le contrôle qu'ils exercent sur la transmission.

La présidente: Vous avez tout à fait raison.

M. Saponja: Je pourrais ajouter que les représentants de B.C. Hydro ont accepté d'entreprendre avec Trans-Alta et nous-mêmes qui représentons les intérêts de l'Alberta, une étude complète d'intégration économique pour déterminer ce qui adviendra de cela parce que nous sommes convaincus, en Alberta, que la Colombie-Britannique et l'Alberta pourraient, ensemble, présenter des offres très intéressantes aux Américains.

M. Gagnon: Je vous remercie, messieurs, pour cet exposé des plus intéressants. J'aimerais revenir à votre graphique intitulé Generation Supply Options, où figurent les différentes options. Si l'on compare le facteur capacité par rapport aux dollars par kilowatt-heure par année, et si je comprends bien il s'agit uniquement des coûts fixes. . .

M. Saponja: Non, ce sont les deux, Paul. L'échelle verticale représente les dollars par kilowatt-année, non pas par kilowatt-heure. Il s'agit de la conversion directe des coûts fixes en frais annuels. En d'autres mots, pour chaque dollar investi, si vous aviez une charge fixe de 20 p. 100, par exemple, vous verriez alors 20 sur l'échelle verticale. Il s'agit donc principalement des frais financiers sur l'échelle de gauche.

M. Gagnon: Vous avez également présenté un graphique qui illustre les coûts moyens du charbon pour AIS. Vous les représentez ensuite en dollars par gigajoule, qui est actuellement à peu près de 57c., et qui s'élèvera jusqu'à 68c. en l'an 2010. Il s'agit de gigajoules bruts mis dans une chaudière.

[Texte]

Mr. Saponja: Of the current 57¢ per gigajoule, you can only use 33% and 34%. For overall efficiency, this is correct.

Mr. Gagnon: You mention natural gas, which is costing you \$1.40 to \$1.60, yet a same amount of heat. What efficiency does natural gas have in comparison to coal?

Mr. Saponja: It would be very similar. As far as the boiler is concerned, it is generally indifferent to where BTUs are coming from.

Mr. Gagnon: What then would be the cost for uranium on a gigajoule basis, if you made the comparison between coal and... coal?

• 0955

Mr. Saponja: Let us return to the first graph you referred to, the generation supply options. The slope of the line rising to the right roughly represents the variable component of cost. In other words, for a kilowatt-hour generated—how am I going to say this?

We think it is three to five mills per kilowatt-hour as the variable component of fuel costs. In other words, if you did not generate the kilowatt-hour, you would say that. If you generated it, you would create that additional expense and that ignores all sum capital.

The Chairman: Can you say that again, please?

Mr. Saponja: Let me go to the vertical scale. In the case of nuclear, we have a broad band between \$400 and \$500 per kilowatt-year. That is the annual cost for each kilowatt of capacity to cover a fixed cost of something between \$2,000 and \$3,000 a kilowatt to build a nuclear plant. So if you invested \$2,000 or \$3,000 a kilowatt to build a nuclear plant, you would have an annual fixed cost of between \$400 and \$500 to carry that capital. That is interest on debt; that is interest on—

The Chairman: Over the life of...

Mr. Saponja: That is right. Over the life or for 35 years.

Mr. Gagnon: I guess I am lost on your graph here. Where do you take into account your operating costs including fuel costs?

Mr. Saponja: On the horizontal scale, capacity factor represents how you use that facility. So I have built this nuclear plant and I have spent \$3,000 a kilowatt and that is going to cost me \$475 every year just to carry it. The minute I have spent that, I am stuck with it.

Now I have to decide to operate that plant. If I operate it flat out—100% capacity factor—for the whole year,

[Traduction]

M. Saponja: Actuellement, des 57¢. par gigajoule, on ne peut utiliser que 33 p. 100 et 34 p. 100. Pour ce qui est de l'efficacité dans l'ensemble, c'est bien.

M. Gagnon: Vous avez fait mention du gaz naturel qui vous coûte 1,40\$ à 1,60\$, et qui produit pourtant la même quantité de chaleur. Quelle est l'efficacité du gaz naturel par rapport au charbon?

M. Saponja: Elle est à peu près la même. Pour ce qui est de la chaudière, les BTU d'où qu'ils proviennent n'ont pas d'importance.

M. Gagnon: Quel serait à ce moment-là le coût de l'uranium par gigajoule si vous établissiez une comparaison entre le charbon et... le charbon?

M. Saponja: Revenons au premier graphique dont vous avez parlé, qui compare les diverses options qui peuvent être utilisées pour la production de l'électricité. La pente de la ligne qui va en montant vers la droite représente la variable «coûts». Autrement dit, elle illustre leur fluctuation en fonction des kilowatts-heure produits. Comment vous dire cela pour que vous saisissiez bien?

Le coût est, je crois, de trois à cinq mills le kilowatt-heure en tant qu'élément variable des dépenses en combustible. Autrement dit, c'est ce qu'on dirait si l'on ne produisait pas de kilowatt-heure. Dès qu'on en produit, on crée cette dépense additionnelle qui ne tient pas compte de tous les coûts de l'investissement.

La présidente: Pourriez-vous répéter, s'il vous plaît?

M. Saponja: Voyons d'abord l'échelle verticale. Dans le cas des centrales nucléaires, nous avons une bande large variant entre 400 et 500\$ par kilowatt-année. Cela représente ce qu'il en coûte chaque année pour produire un kilowatt, incluant les coûts fixes d'environ 2,000 à 3,000\$ par kilowatt pour construire une centrale nucléaire. Par conséquent, lorsque vous investissez 2,000 à 3,000\$ le kilowatt pour construire une centrale nucléaire, vous avez un coût annuel fixe de 400 à 500\$ simplement pour mobiliser ce capital. Ce sont les intérêts sur la dette, les intérêts sur...

La présidente: Pour toute la vie du...

M. Saponja: Vous avez raison. Pour toute la vie de la centrale ou 35 ans.

M. Gagnon: Je ne comprends pas trop bien votre graphique ici. À quel endroit est-il question de vos frais d'exploitation, y compris des dépenses de combustible?

M. Saponja: Sur l'échelle horizontale, vous avez le facteur de capacité, ou facteur d'utilisation, qui indique dans quelle mesure la centrale est utilisée. Donc, pour construire cette centrale nucléaire, j'ai 3,000\$ le kilowatt et il m'en coûtera 475\$ par année simplement pour mobiliser ce capital. Une fois cette somme investie, ce coût est inévitable.

Mais il me faut maintenant songer à exploiter cette centrale. Si je l'utilise à sa pleine capacité, pendant toute

[Text]

then I would run that line right out to the end of the right-hand scale. You will notice that band should slope. It rises to the right.

Mr. Gagnon: Slightly, yes.

Mr. Saponja: That is the additional annual dollars for each kilowatt that—when I run it back to the vertical scale, that intercept—I would have to pay to cover the fuel and operating costs. If I did not operate the plant, then it is that vertical scale intercept.

Mr. Gagnon: Which then begs the question, at what cost of coal does the CANDU become competitive? It is obviously not competitive at 57¢ to 68¢, but at what point is it competitive?

Mr. Saponja: I would want to see the coal lines—the IGCC or the conventional coal line—intercept the broad band at the top and it does not do that.

Mr. Gagnon: But that is assuming your price of coal.

Mr. Saponja: That is right.

Mr. Gagnon: What I am asking is at what price of coal is the intercept based? In other words, if the average price of coal is 75¢ or a dollar, would it intercept?

Mr. Saponja: It is going to cost me that to build a conventional coal-fired power plant. If I had to buy or mine very expensive coal, this is what would happen to that line.

The Chairman: Just over \$200 to start with?

Mr. Saponja: Yes. That is just the fixed costs to build the power plant.

Now, depending on what I am going to have to pay for fuel—if I have to haul it from a long way or dig very deep for it—the slope of the line changes. If I intercept it here I would ask, how many hours a year am I going to operate that plant? If I were going to operate it a lot of hours, I would want to go nuclear because I would be out here.

Mr. Barry: I think what we do not have is the dollars per tonne of coal where it breaks even. I do have a study with me which I would be happy to leave with you. It was done recently. It deals with the pressurized water reactor rather than CANDU. The conclusion that study reaches is the break-even cost of coal for coal-nuclear comparison is \$65 a tonne.

The group that did the study projects it is unlikely on an equal-dollar basis that coal will go over \$40 a tonne prior to the end of the century.

[Translation]

l'année, je tirerais cette ligne jusqu'à l'extrémité de l'échelle de droite. Vous noterez que cette bande aurait tendance à descendre, alors qu'elle s'élève vers la droite.

M. Gagnon: Légèrement, en effet.

M. Saponja: Cela représente les dollars additionnels qu'il me faudrait verser annuellement—revenons à l'échelle verticale qui l'intercepte—pour couvrir les dépenses de combustible et d'exploitation. Si la centrale ne fonctionnait pas, nous serions au point d'interception de l'échelle verticale.

M. Gagnon: Ce qui nous amène à la question de savoir à quel niveau de coût en charbon le CANDU devient concurrentiel? Il ne l'est certes pas entre 57c. et 68c., mais à quel moment devient-il concurrentiel?

M. Saponja: J'aimerais bien voir les lignes relatives au charbon—de l'IGCC (cycle combiné de la gazéification intégrée) ou du charbon classique—intercepter la bande large en haut du graphique, mais elles ne se croisent pas.

M. Gagnon: Mais cela suppose que votre prix du charbon demeure le même.

M. Saponja: Vous avez raison.

M. Gagnon: Ce que je voudrais savoir c'est à quel niveau de prix du charbon y a-t-il interception? En d'autres termes, si le prix moyen du charbon était de 75c. ou 1\$, les lignes se croiseraient-elles?

M. Saponja: C'est ce que cela va me coûter pour construire une centrale classique alimentée au charbon. S'il me fallait acheter ou extraire du charbon très coûteux, qu'est-ce qui arriverait?

La présidente: Disons un peu plus que 200\$?

M. Saponja: Oui. C'est exactement de cet ordre que sont les coûts fixes nécessaires à la construction d'une centrale.

À ce moment, dépendant de ce qui m'en coûtera pour acheter le combustible—s'il me faut le transporter sur de très longues distances ou creuser très profondément pour l'extraire—la pente de la ligne variera. Si je voulais que les lignes se croisent ici, par exemple, je me demanderais combien d'heures par année cette centrale sera en fonctionnement? Si je songeais à l'exploiter pendant des heures et des heures, j'opterais pour le nucléaire, car le point de croisement serait hors limite.

M. Barry: La donnée qui nous manque, à notre avis, est le coût en dollars par tonne de charbon où il y a égalité. J'ai en main une étude qu'il me ferait plaisir de vous laisser. Elle est assez récente. Elle traite du réacteur à eau sous pression et non du réacteur CANDU. La conclusion à laquelle on arrive, c'est que le coût du charbon, par comparaison au coût du combustible nucléaire, devient égal à 65\$ la tonne.

Le groupe qui a effectué cette étude estime qu'il est peu probable que le prix du charbon dépasse les 40\$ la tonne, en dollars constants, avant la fin du siècle.

[Texte]

[Traduction]

• 1000

The Chairman: What is it selling for today?

Mr. Saponja: Again, we are giving apples and oranges. It is not all the same because some have more heat than the others. Let me put it in perspective. Our average costs, or the equivalent of that 60¢ a gigajoule I have there, are about \$8 or \$9 a tonne to put coal in a boiler.

Mr. Gagnon: Because of the low cost of coal, nuclear is not a viable economic option.

Mr. Saponja: In Alberta.

Mr. Gagnon: The point, I guess, is at what cost of coal does nuclear become viable. I understand Mr. Barry has a study to look at.

Mr. Saponja: Sure. I would be very happy to have that calculation done for you.

Mr. Gagnon: You had another item I would like to investigate. Your emissions, SO₂, you are talking about 0.6 lbs. per million BTU, and we are talking about consuming 19 million tonnes of coal a year. Would you do the mathematics for me and tell me how much sulfur dioxide that represents with the BTU coal you are considering?

Mr. Barry: While Walter is calculating, I presume the committee is aware the International Energy Agency and the Nuclear Energy Agency are co-operating in carrying out a coal versus nuclear power cost study.

The Chairman: Do you know when it might be completed?

Mr. Barry: I cannot answer exactly when it is going to be completed. This report was produced in 1986 by the Nuclear Energy Agency and specifically compares nuclear and coal plant costs. The coal industry was not happy with it because the coal industry did not have any input into the study.

This study is being updated in co-operation with the IEA and the NEA. The coal industry is participating through the IEA. In fact, Trans-Alta Utilities has a person on the technical committee which is preparing the assumptions going into this study.

The Chairman: Is that Ned Harrison?

Mr. Clay: We have seen the 1986 study, but were not advised they were updating. That presumably will replace the 1986 study.

Mr. Barry: Yes, it will. I am not sure it will be dated 1988. I presume it will be.

It is going to deal on a country-by-country basis. In the Canadian context, western coal will be compared with central Canada nuclear plant costs. I think eastern coal

La présidente: Quel est son prix maintenant?

M. Saponja: Encore une fois, il est difficile de calculer avec des pommes et des oranges. On n'a pas tous les mêmes valeurs parce que certains ont plus de chaleur que d'autres. Pour vous situer dans le contexte, disons que nos coûts moyens, ou l'équivalent de ce 60 gigajoule que j'ai devant moi, correspondent à 8 ou 9\$ la tonne pour amener le charbon à la chaudière.

M. Gagnon: Étant donné le faible coût du charbon, la puissance nucléaire n'est pas une option économique viable.

M. Saponja: En Alberta.

M. Gagnon: La question est donc de savoir à quel coût du charbon les centrales nucléaires deviennent viables. Je crois comprendre que M. Barry a une étude à nous présenter à ce sujet.

M. Saponja: Oui, je serai très heureux de faire ces calculs pour vous.

M. Gagnon: Vous avez soulevé un autre point que je voudrais approfondir, c'est-à-dire vos émissions de SO₂. Vous mentionnez 0,6 livre le million du BTU, et nous étudions la consommation d'environ 19 millions de tonnes de charbon par année. Pouvez-vous faire les calculs et me dire combien d'anhydride sulfureux représente la consommation de charbon que vous envisagez?

M. Barry: Pendant que Walter fait les calculs, je voudrais signaler, pour ceux d'entre vous qui ne seraient pas au courant, que l'Agence internationale de l'énergie et l'Agence de l'énergie nucléaire sont à réaliser de concert une étude comparée du coût du charbon et du coût de l'énergie nucléoélectrique.

La présidente: Savez-vous quand l'étude sera terminée?

M. Barry: Je ne sais pas exactement. Le rapport a été produit en 1986 par l'Agence de l'énergie nucléaire et comparait spécifiquement les coûts des centrales nucléaires à ceux de l'industrie houillère. L'industrie houillère n'était pas contente des résultats parce qu'elle n'avait pas participé à l'étude.

À l'heure actuelle, l'AIE et l'AEN collaborent à la mise à jour de l'étude. L'industrie houillère y prend part par l'entremise de l'AIE. En fait, un employé de Trans-Alta Utilities siège au comité technique chargé d'établir les hypothèses sous-tendant l'étude.

La présidente: S'agit-il de Ned Harrison?

M. Clay: Nous avons vu l'étude de 1986, mais n'étions pas au courant qu'elle faisait l'objet d'une mise à jour. Elle remplacera vraisemblablement l'étude de 1986.

M. Barry: Oui. Je ne suis pas sûr si elle sera datée de 1988. J'imagine qu'elle le sera.

L'étude fera une analyse de chacun des pays. Pour le Canada, le coût de l'exploitation du charbon de l'Ouest sera comparé au coût des centrales nucléaires du centre

[Text]

and eastern nuclear plant costs will be compared and it will be based on the CANDU reactor system. The results of that study should be very helpful.

The other report I was referring to was recently circulated by the International Coal Development Institute, and I would be happy to leave the copy I have with you. An array of companies was involved in the study. It is more international and less Canada-specific, but it does tell you that in 1986 dollars coal has to cost \$65 a tonne before it is equal to the cost of a pressurized reactor. And the industry that did the study does not feel that coal will go above \$40 a tonne until the turn of the century.

• 1005

The Chairman: If you leave that with the clerk we could certainly write for extra copies. Thank you very much, Mr. Barry.

Mr. Gagnon: Could we get a clarification and make sure we are talking the same thing? Is the \$65 a tonne Canadian or U.S.?

Mr. Saponja: I will do the calculation for you for 8,000 BTU coal in Alberta and have it sent to you this week.

The Chairman: Send it to the clerk and he will circulate it to all members.

Mr. Barry: It is U.S. dollars.

Mr. Gagnon: It is U.S. dollars. Thank you. I did a quick calculation and I am certainly no expert in this area, but I was taking about 9,000 BTU coal and I came up with a figure of 240 million pounds. It is a big number.

Mr. Saponja: For SO₂?

Mr. Gagnon: Yes.

Mr. Saponja: I had 100,000 tonnes annually.

Mr. Gagnon: Even though the rate is low it still is a large number cumulatively.

Mr. Saponja: It is a big number. To put it into context, in Alberta utilities account for about 16% of the SO₂ emissions in the province, 80% comes from the petroleum sector.

Mr. Gagnon: One beneficial thing, as I understand it, is we have a limey soil that can absorb it whereas the granitic, very thin soils of the eastern part of North America—

[Translation]

du Canada. Je crois que le charbon de l'Est sera comparé aux centrales nucléaires de l'Est, et que cette partie de l'étude sera fondée sur le système CANDU. Les résultats de l'étude devraient nous être très utiles.

L'autre rapport que je mentionnais a récemment été diffusé par l'International Coal Development Institute, et je serai content de vous en laisser un exemplaire. Un grand nombre d'entreprises ont participé à cette étude qui est d'envergure plus internationale et est moins axée sur la situation au Canada. Cependant, ce que révèle l'étude, c'est que le prix du charbon doit s'établir à 65\$ la tonne, en dollars de 1986, pour que le coût de l'exploitation du charbon soit égal au coût de l'utilisation d'un réacteur à fluide sous pression. Les auteurs de cette étude ne pensent pas que le prix du charbon puisse dépasser 40\$ la tonne avant la fin du siècle.

La présidente: Vous voulez bien laisser ce document au greffier, nous pourrions en demander des exemplaires supplémentaires. Je vous remercie beaucoup, monsieur Barry.

M. Gagnon: Je voudrais obtenir des précisions et vérifier si nous parlons bien de la même chose. Le prix de 65\$ la tonne est-il exprimé en dollars canadiens ou américains?

M. Saponja: Je vais faire un calcul pour le prix d'une quantité équivalant à 8,000 BTU de charbon en Alberta et je vous en ferai parvenir les résultats cette semaine.

La présidente: Envoyez-les au greffier, et il les transmettra à tous les membres du Comité.

M. Barry: Il s'agit de dollars américains.

M. Gagnon: Entendu. Je vous remercie. J'ai fait un rapide calcul et bien que n'étant pas expert en la matière, j'arrive à un résultat d'environ 9,000 BTU de charbon et j'obtiens un chiffre de 240 millions de livres. Ce sont des chiffres considérables.

M. Saponja: De SO₂?

M. Gagnon: Oui.

M. Saponja: J'ai trouvé 100,000 tonnes par an.

M. Gagnon: Même si le taux est faible, les chiffres cumulatifs sont considérables.

M. Saponja: En effet. Pour les resituer dans leur contexte, disons que les services d'utilité publique albertains sont à l'origine d'environ 16 p. 100 des émissions de SO₂ dans cette province, et que ces émissions sont d'origine pétrolière dans une proportion de 80 p. 100.

M. Gagnon: Ce qui est intéressant, si je comprends bien, c'est que nous avons un sol calcaire qui peut absorber ce SO₂, tandis que les sols très minces d'origine granitique de l'est de l'Amérique du Nord. . .

[Texte]

Mr. Saponja: —are very low in alkalinity and do not have the buffering ability to accept the acid rain. That is the problem.

Mr. Gagnon: I understand that, from your new technologies, you feel that these numbers can be reduced quite substantially. Is that the impact?

Mr. Barry: Yes.

Mr. Saponja: Very significantly, yes.

Mr. Gagnon: What sort of orders of magnitude—a half, a quarter?

Mr. Barry: On IGCC as far as sulphur is concerned, I am going to say 99.9% of all the sulphur will be removed.

The Chairman: That is just about perfect.

Mr. Barry: That is near perfect. The NO_x emissions are going to be comparatively low as well.

Mr. Saponja: We need to be careful that we do not mislead the committee. The 90%-plus sulphur removal is easily achieved today with conventional technology. We do not need a new technology to do it. The advantage is that it can be done at lower cost.

Mr. Porter: Gentlemen, I welcome you here. I am a rural customer of yours in southern Alberta and a very good one at that. I think I have just changed for about the fourth time a transformer and put a 15 kb on last fall to try to keep up with the increased demand. We cannot flush a toilet or give a cow a drink without depending on you.

I will probably discuss that with some other people in your organization having been involved for that long and knowing we are paying for the power and also paying for a fund to replace your existing lines at some future date. I think some of them are going to need it. I also represent the constituency where you have some of the problems with lines.

I was interested in your LNS burner. You indicated you have world rights for the burner. You are entering into licensing agreements around the world and I think you indicated you hope you will have them in place by the early 1990s. Did you want to comment?

Mr. Barry: Yes. Just one correction. We are not in the process of licensing at the present time. We are now developing the technology, the commercialization. We plan to enter into licensing arrangements once it is commercial.

• 1010

Mr. Porter: Following that time, do you think this could be marketed in Canada and throughout the world? Is that what you are looking at?

[Traduction]

M. Saponja: . . . ont une alcalinité très faible, et ne sont pas en mesure d'absorber les pluies acides. Voilà le problème.

M. Gagnon: Si je comprends bien, les nouveaux moyens technologiques dont vous parlez devraient permettre de réduire très sensiblement ces taux de pollution. Est-ce bien cela?

M. Barry: Oui.

M. Saponja: Oui, de façon très nette.

M. Gagnon: De quel ordre devrait être la réduction. . . de la moitié, du quart?

M. Barry: Avec l'IGCC, en ce qui concerne le soufre, je pense que la réduction pourrait être de 99,9 p. 100.

La présidente: C'est tout à fait extraordinaire.

M. Barry: C'est presque parfait. Les émissions d'oxyde d'azote vont également diminuer sensiblement.

M. Saponja: Nous devons prendre garde de ne pas induire le Comité en erreur. La réduction de plus de 90 p. 100 des émissions de soufre est facilement réalisable avec les moyens technologiques conventionnels. Nous n'avons pas besoin de techniques nouvelles pour le faire. L'avantage, c'est qu'on pourra désormais obtenir ce résultat à moindres coûts.

M. Porter: Messieurs, je suis heureux de vous accueillir ici. Je suis l'un de vos clients agricoles du sud de l'Alberta et je suis même un de vos excellents clients. J'ai récemment changé de transformateur pour la quatrième fois et l'automne dernier, j'en ai installé un de 15 kb dans l'espoir de pouvoir faire face à l'augmentation de mes besoins. Nous avons besoin de vous pour actionner la chasse d'eau de nos toilettes ou pour alimenter l'abreuvoir de nos vaches.

Je parlerai peut-être de cela avec d'autres agents de votre organisme qui connaissent davantage ce domaine et qui savent que nous payons non seulement pour l'électricité, mais également pour le remplacement des lignes du réseau. Je crois que certaines d'entre elles vont devoir être remplacées. Je représente également la circonscription où vous avez eu quelques problèmes avec vos lignes de distribution.

Je suis intéressé à votre brûleur LNS. Vous avez dit que vous étiez détenteur de brevet à l'échelle mondiale sur ce brûleur. Vous accordez des licences dans le monde entier et vous espérez que tout sera en place dès le début des années 1990. Avez-vous autre chose à ajouter?

M. Barry: Oui. Je voudrais apporter un rectificatif. Nous n'accordons pas de licences actuellement. Nous sommes en train de mettre la technique au point et de la commercialiser. Nous accorderons les licences une fois que le produit sera commercialisable.

M. Porter: À partir de cette étape, pensez-vous que ce brûleur pourrait être commercialisé au Canada et dans le monde entier? Est-ce là votre objectif?

[Text]

Mr. Barry: Yes, that is right.

Mr. Porter: This committee travelled to Europe about three weeks ago, and certainly got different views on what is happening in the nuclear field in Sweden, where they are phasing out nuclear power in the next 10 years, or by the end of the century.

Mr. Gagnon: The year 2010.

Mr. Porter: It is obviously something that people around the world may be interested in.

We have looked at the feasibility of transporting low-sulphur western coal out of Alberta to eastern Canada. If this were successful, would that have an impact on that type of thing? If they were able to achieve the reductions you are suggesting, would there be a need then to transport coal if they could use existing supplies and cut the emissions down by what you are suggesting?

Mr. Barry: Trans-Alta believes the LNS burner is not on the list of projects involved in the western-coal-to-Ontario initiative. The feeling amongst some people in Canada is that if the burner were installed in Ontario Hydro's plants, it would simply facilitate ongoing use of the higher-sulphur U.S. coal already being imported. That is true, it would.

Trans-Alta's position is that if the burners were installed on Hydro's boilers, you could use western coal—western Canadian coal as well—but more of it. As things stand right now, the boilers of Ontario Hydro are designed for a different coal than we have in Alberta or Saskatchewan, so at best, the western coal can only be used as a blend in conjunction with the U.S. coals.

If the burner were installed, we think the boilers could be entirely fired with western Canadian coal rather than the blend. We believe the burner would facilitate the western coal industry's selling into an expanding market in Ontario for that reason.

Mr. Porter: You are aware of the concern about the acid rain emission, I guess in B.C. but primarily in eastern Canada. That is a subject that has come up of late. The concerns are expressed both here and in the U.S., so I would assume that anything that can be done while Canada has made a commitment to reduce emissions by I think 50% by 1994. . . Our neighbours to the south I do not think have indicated they are going to speed up their process as quickly as we would like to see.

You mentioned that Alberta emission standards are at least as stringent as other provinces in Canada, if not more so. The units would be built as units and shipped to locations as a completed unit, would they not?

[Translation]

M. Barry: Oui, c'est cela.

M. Porter: Ce Comité s'est rendu en Europe il y a trois semaines et a recueilli des points de vue différents sur ce qui se passe dans le domaine nucléaire en Suède, où on a prévu l'abandon du nucléaire au cours des dix prochaines années ou d'ici la fin du siècle.

M. Gagnon: D'ici l'an 2010.

M. Porter: Voilà certainement de quoi intéresser le monde entier.

Nous avons envisagé de transporter du charbon à faible teneur en soufre de l'Alberta jusque dans l'est du Canada. Si nous y parvenons, est-ce que l'opération pourrait avoir des conséquences dans le domaine qui nous intéresse? Si l'on parvient à obtenir les réductions dont vous avez parlé, est-ce qu'il faudra encore transporter du charbon, sachant qu'on pourra utiliser les approvisionnements existants et réduire les émissions de substances polluantes dans les proportions dont il vient d'être question?

M. Barry: Trans-Alta estime que le brûleur LNS ne figure pas sur la liste des projets prévus dans l'opération comportant le transport du charbon de l'ouest jusqu'en Ontario. On estime au Canada que si ce brûleur était installé dans les centrales d'Hydro-Ontario, on pourrait simplement continuer d'utiliser plus facilement le charbon américain à forte teneur en soufre qui est déjà importé. En fait, c'est cela.

Trans-Alta estime que si on installe ce nouveau brûleur dans les centrales d'Hydro-Ontario, on pourrait également utiliser davantage le charbon de l'ouest canadien. Dans l'état actuel des choses, les chaudières d'Hydro-Ontario sont conçues pour une qualité de charbon différente du charbon produit en Alberta ou en Saskatchewan, si bien que le charbon de l'ouest canadien ne pourrait être utilisé que conjointement avec des charbons importés des États-Unis.

Si ce brûleur était installé en Ontario, on pourrait, à notre avis, l'alimenter entièrement avec du charbon canadien plutôt qu'avec un mélange. Il aiderait les producteurs de charbon de l'Ouest à s'implanter sur le marché ontarien, qui devrait connaître une forte croissance.

M. Porter: Vous n'ignorez pas le problème des pluies acides, qui doit également se poser en Colombie-Britannique, mais qui concerne surtout l'est du Canada. Il en a été beaucoup question récemment, aussi bien ici qu'aux États-Unis, et ce qu'on peut espérer, puisque le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de moitié, je crois, d'ici 1994. . . À ma connaissance, nos voisins du Sud n'ont pas l'intention d'accélérer le processus autant qu'ils devraient le faire, à notre avis.

Vous avez indiqué que les normes d'émissions de substances polluantes en Alberta sont au moins aussi sévères que dans les autres provinces canadiennes, sinon plus. Les unités seraient assemblées avant d'être expédiées, n'est-ce pas?

[Texte]

Mr. Barry: Which units are you referring to now? IGCC?

Mr. Porter: Yes. The economy for the smaller units you would not assemble on site as you have done in the past. That is what you are. . .

Mr. Barry: The power plant components would be more factory-made than assembled, and then shipped to site as components.

Mr. Porter: The purchase of power from other sources in Alberta—I gather that is not something that is looming very large on the horizon.

Mr. Saponja: For non-utility sources involved? Yes, that is correct. We are obviously considering it as an option, the same as everything else. I have not, for instance, mentioned the possibility of purchasing from interconnections with adjacent provinces as an option. That is there too. It is something I cannot forecast and put down on a piece of paper and a graph because it requires some negotiation.

• 1015

I guess the same thing is true with non-utility sources of generation. The difficulty we have with most jurisdictions in North America now that have a large movement from non-utility or small-power sources is that the prices they require to normally make these operations viable are too high, the utilities believe. Hence this has led to the conflict. Alberta is no different. That is the situation we have right now in Alberta, especially in Alberta where we have lower rates, relatively speaking, just for the very reasons we have cited here—low fuel costs. It is a difficult environment for small-power producers to penetrate, without additional costs being imposed on the consumer to make them viable.

Mr. Porter: The growth rate you have experienced is roughly 10%. Did I understand you to say you are suggesting that it will probably level off in the 4% to 5% range?

Mr. Saponja: It has already levelled off in the last year or two. That is our forecast. Our prediction is that the days of 10% growth are not again evident in the foreseeable future unless there is a dramatic turnaround in world oil prices. The Alberta economy is very sensitive to world oil prices and hence a growth of electric power demand is hand in hand with it.

The Chairman: Is it on the same sort of—

Mr. Gagnon: No.

The Chairman: I was going to ask Walter about the pricing. I know there is the public utility board you present your facts to. I just wondered if you might review how you apply for a price increase. Also, in regard to your long lead time and the high cost of capital, when can you apply that and get some return on your investment?

[Traduction]

M. Barry: De quelles unités parlez-vous? Celles de l'IGCC?

M. Porter: Oui. On ferait des économies en évitant d'avoir à assembler sur place les petites unités, comme on devait le faire autrefois. Voilà ce que. . .

M. Barry: Les éléments des centrales thermiques vont être des éléments préfabriqués plutôt qu'assemblés; ils seront expédiés sur place en tant qu'éléments.

M. Porter: Je pense que les perspectives des autres sources d'approvisionnement en électricité en Alberta ne sont pas bien considérables.

M. Saponja: C'est exact en ce qui concerne les sources autres que les services publics. Nous les considérons comme une possibilité, au même titre que les autres. Par exemple, je n'ai pas fait état de la possibilité d'acheter de l'électricité aux provinces limitrophes, mais cette possibilité existe. Je ne peux naturellement pas faire de prévisions à ce sujet ni vous présenter de chiffres ou de graphiques, car il faudrait d'abord négocier.

Il en est de même pour les producteurs d'électricité autres que les services publics. Dans la plupart des régions de l'Amérique du Nord où l'on remarque une forte présence des producteurs autres que les services publics, ou des petits producteurs d'électricité, on constate le même problème, à savoir que de l'avis des responsables des services publics, les prix dont les petits producteurs ont besoin pour assurer la viabilité de leurs exploitations sont trop élevés. Voilà l'origine du conflit. C'est pareil en Alberta. Le problème y est même encore plus aigu, puisque nous bénéficions de tarifs inférieurs, par comparaison, pour les raisons qui ont été évoquées tout à l'heure, à savoir le combustible à bon marché. Les petits producteurs ont du mal à s'implanter sans imposer des coûts supplémentaires aux consommateurs pour assurer leur viabilité.

M. Porter: Le taux de croissance de l'Alberta est d'environ 10 p. 100. Si j'ai bien compris, vous pensez qu'il devrait descendre à 4 ou 5 p. 100.

M. Saponja: Il y a déjà eu un tassement au cours des deux dernières années. A notre avis, il ne devrait plus être question d'une croissance de 10 p. 100 à l'avenir, à moins d'un renversement des tendances des prix mondiaux du pétrole. L'économie albertaine y est très sensible, et il en va de même pour la croissance de la demande en électricité.

La présidente: Est-ce le même genre de. . .

M. Gagnon: Non.

La présidente: Je voulais poser une question à Walter au sujet de l'établissement des prix. Je sais qu'il existe une commission des services publics à laquelle vous vous adressez. Pouvez-vous nous dire comment les choses se passent lorsque vous demandez une augmentation de prix? Par ailleurs, compte tenu de vos délais de lancement

[Text]

Does that not come into being until the power is literally being consumed by the consumer?

Mr. Saponja: Those are some big questions you have asked.

Yes, we have a public utility board, a regulatory agency, as we call it, that is concerned about rates to the consumer. I think I do not need to go into the reason you have to have that; it is because we are a monopoly and we are required to justify before the public utility board our costs.

Rates are based on what we call cost of service. Cost of service is a build-up of depreciation, which comes from investment, invested capital. It is made up of a return component, which is again driven by capital investment. That is to cover shareholder return for the dollars that he is investing in the equity portion of the investment. It is made up of taxes, and it is made up of operating expenses. Those are the big four items that make up what we call revenue requirement or cost of service.

What the regulator focuses on is the whole spectrum of costs. He controls it normally by allowing or disallowing costs to go into that revenue requirement. The one they focus mostly on is the return component. What is a justified rate of return for an investor investing a dollar in the electric utility business? As you know, the rate of return is usually commensurate with the degree of risk associated with it.

We need to put before the regulator our revenue requirements. Generally historically in recent years, tremendous rates of inflation have had a profound effects on our revenue requirements, which has caused us to go to the public utility board more frequently than we would like. We do not like to have to raise and increase rates, but we have had to do so on numerous occasions in the last 15 years.

That is the process. The difficulty, as you have just cited, with large capital investments and particularly power plants is that you are not allowed to put those in what we call rate base or in that revenue requirement until a facility is used and useful.

• 1020

If you have a very long construction period then throughout that time, what is mounting and accumulating is what we call allowance for funds used during construction or interest during construction. The longer

[Translation]

considérables et de l'importance de vos coûts d'immobilisation, quand devez-vous présenter votre demande de manière à obtenir un certain rendement sur vos investissements? Est-ce qu'il faut attendre que l'électricité produite soit consommée?

M. Saponja: Vous venez de poser des questions essentielles.

Oui, nous avons une commission des services publics, il s'agit d'un organisme de réglementation qui s'occupe des tarifs appliqués aux consommateurs. Je n'ai pas à vous expliquer la nécessité d'un tel organisme. Nous sommes dans une situation de monopole et nous sommes tenus de justifier nos coûts devant une commission des services publics.

Nos tarifs sont fondés sur ce que nous appelons le coût de service. On le calcule en fonction de la dépréciation des investissements, du capital investi. Il tient également compte d'un élément de rendement, lui-même tributaire de l'élément des investissements. Il s'agit de rémunérer l'actionnaire pour son investissement dans la partie de notre financement correspondant aux actions. Cet élément comporte également les impôts et les frais d'exploitation. Voilà les quatre grandes rubriques qui constituent ce que nous appelons l'exigence de revenu ou le coût de service.

L'organisme de réglementation s'intéresse à toute la gamme des coûts. Normalement, il la contrôle en décidant que tel ou tel coût peut ou ne peut pas être intégré au coût de service. Il s'intéresse avant tout à l'élément de rendement. Quel est le taux de rendement justifié pour un investisseur qui place de l'argent dans un service public de distribution d'électricité? Comme vous le savez, le taux de rendement est généralement proportionnel au degré de risque que comporte l'investissement.

Nous devons donc présenter nos exigences de revenu à l'organisme de réglementation. Au cours des dernières années, la forte poussée de l'inflation a eu de graves conséquences sur nos exigences de revenu, ce qui nous a amenés à nous présenter devant la Commission des services publics plus souvent qu'à notre tour. Nous n'aimons pas être obligés d'augmenter nos tarifs, mais nous avons dû le faire à de nombreuses reprises au cours des 15 dernières années.

Voilà comment les choses se passent. Le problème, comme vous venez de le dire, en ce qui concerne les grosses immobilisations qui caractérisent particulièrement les centrales énergétiques, c'est que vous ne pouvez comptabiliser ces montants dans la base tarifaire ou dans les exigences de revenu avant que la centrale soit en production.

Les travaux de construction durent très longtemps et pendant tout ce temps, les dépenses et les frais d'intérêt s'accumulent. Plus vous devez dépenser de l'argent sans pouvoir le récupérer auprès des consommateurs, plus les

[Texte]

you are spending money without being able to go to the ratepayer to recover it, the more the interest mounts and the bigger number you have at the time the facility is used and useful.

This is the saga that the United States utilities primarily are into with nuclear power plants. They have a very long construction lead time, sometimes 10 or 12 years, and they got into licensing problems or construction problems, safety, and their costs have just escalated—not only direct costs, but all this interest mounting over these long, protracted construction periods.

The time comes to go to the ratepayer and tell them you need to get paid. Unfortunately, 10 years is a long time in our business, and what was the scene at the time they decided to build a nuclear plant is different from that of today; the economy is turned down, the plant is not needed. Some regulators, at times, have a practice of exercising 20/20 perfect hindsight.

What has been happening is they are saying, Mr. Utility, you should have noticed this signal and that signal 10 years ago and not gotten into this because it is not needed now. It is therefore necessary that your shareholder should carry some of the pain, so we are going to disallow \$300 or \$400 million from the \$5 billion package you want to drop on the ratepayer, and your shareholder must weather that.

The consequence of that United States experience now is that utilities are very reluctant to get into major projects, certainly anything with a large cost and a long construction lead time. They are not prepared to take that risk because they have been burned. If you were to go down to the major manufacturers in the United States today, the General Electric Company will tell you they cannot make combustion turbines fast enough.

The Chairman: Is that not amazing!

Mr. Saponja: The American utilities are going the short-term two-year lead time option, putting in combustion turbine capacity and are justifying it, in many cases, under the IGCC model as the first stage into that and getting approval through regulators saying, yes, ultimately we are going to end up in coal gasification with this facility. Right now, we want to put in this combustion turbine. But they are being driven by many factors, one of which is the financial risk. It is a much smaller bite and a shorter period.

Mr. Gagnon: If I could refer to page 12 of your corporation fact sheet for 1987, you have a listing of the cost per kilowatt-hour of Trans-Alta vs. B.C. Hydro, Saskatchewan Power, Manitoba Hydro and so on.

[Traduction]

intérêts s'accumulent et plus vous devrez rembourser d'argent une fois que la centrale sera en production.

Voilà la situation dans laquelle se trouvent les services publics américains qui utilisent des centrales nucléaires. Ils ont des délais de construction très considérables, qui atteignent parfois 10 ou 12 ans, ils doivent résoudre des problèmes de licence, de construction et de sécurité, et leurs coûts s'alourdissent, non pas uniquement les coûts directs, mais tous les intérêts qui s'accumulent au cours des interminables périodes de construction.

Vient ensuite le jour où il faut faire comprendre aux consommateurs que tout cela doit être payé. Malheureusement, 10 ans, c'est très long dans notre secteur d'activité, et la situation qui prévalait au moment où on a décidé de construire une centrale nucléaire n'est plus celle qui existe aujourd'hui; l'économie s'est modifiée, la centrale est devenue inutile. Certains organismes de réglementation ont une très grande capacité d'introspection.

Ce qui se passe souvent, c'est que ces organismes disent aux services publics qu'ils auraient dû tenir compte de tel ou tel indice il y a 10 ans, et ne pas s'engager dans tel ou tel projet, devenu inutile. Ils obligent ainsi les actionnaires à prendre en charge une partie des dettes que le service public voulait répercuter sur les consommateurs.

On voit les résultats que donne cette formule aux États-Unis: certains services publics hésitent à s'engager dans des projets de grande envergure comportant des coûts importants et de longs délais de construction. Ayant déjà été échaudés, ils ne veulent plus prendre de risque. Certains gros manufacturiers américains, comme General Electric, pourraient par exemple vous dire qu'ils ne parviennent plus à produire des turbines de combustion suffisamment vite pour répondre à la demande.

La présidente: Ce n'est pas surprenant!

M. Saponja: Les services publics américains optent de plus en plus pour un délai d'amorçage de deux ans, se dotent de turbines de combustion et justifient bien souvent leur recours au modèle IGCC en tant que première étape dans cette direction; ils obtiennent l'approbation des organismes de réglementation qui confirment le choix de la formule de la gazéification du charbon. Dans l'immédiat, on utilise la formule de la turbine de combustion. Néanmoins, de nombreux facteurs entrent en ligne de compte, et notamment celui du risque financier. On travaille à plus court terme, en modérant ses ambitions.

M. Gagnon: À la page 12 du document de votre société pour 1987, vous indiquez le coût du kilowatt-heure de Trans-Alta par rapport à celui de B.C. Hydro, de Saskatchewan Power, de Manitoba Hydro, et ainsi de suite.

[Text]

Looking at those numbers, if you look at the comparison for Trans-Alta vs. B.C. Hydro, B.C. Hydro is about 20% more expensive while Saskatchewan Power is about two-thirds more expensive, about 65%, which then begs the question of the marketability of your power.

Does this state that you could be selling your power to adjoining provinces and undercutting the adjoining provinces but you cannot really do it because of the monopoly situation?

Mr. Saponja: Paul, I first need to point out to you that the bar graph you are looking at is industrial rates only.

Mr. Gagnon: I appreciate that.

Mr. Saponja: All right. So it is no secret that Alberta and particularly Trans-Alta Utilities have very low industrial power rates. When it comes to rate-making, you need to remember we have a ready requirement that needs to be covered, and how you go to the various segments of your consumers and allocate those costs can be done in different ways.

In Alberta, seen here, we had designed our rate structure such that the industrial rates are very, very attractive. That is also a matter of some debate that goes before the Public Utility Board as well, in that we will have other segments of our consumers—the domestic, commercial, farm—do their best to present arguments to get that up so theirs will come down. You have to have it balance. I just wanted to caution you that is only the industrial scene.

• 1025

If you were to look at the domestic scene, it probably would not be quite the same shape. I venture to speculate we might be the same as B.C. Hydro. In the Canadian spectrum, we would find ourselves in the middle of the pack when it came to overall rates including all the segments of our consumers, but if you isolate the industrial, you find us very attractive.

Mr. Gagnon: Do you envision a growing export potential for power?

Mr. Saponja: Yes, I do.

Mr. Gagnon: Where would the market be?

Mr. Saponja: The western coast of the United States, as far as we are concerned. We break it into two market blocs, the Pacific northwest and the California market area.

It is all heavily influenced by the ability to transmit. Those who have control of electric transmission on this continent will very quickly be in very favourable situations. They already are.

[Translation]

À la lecture de ces données, on constate que par rapport à Trans-Alta, le prix de revient du kilowatt-heure de B.C. Hydro est plus élevé d'environ 20 p. 100 tandis que celui de Saskatchewan Power est plus élevé des deux tiers, soit près de 65 p. 100, ce qui pose la question des possibilités commerciales de votre électricité.

Faut-il en conclure que vous pourriez la vendre aux provinces voisines à un prix inférieur au leur et que vous ne pouvez le faire à cause de la situation de monopole?

M. Saponja: Paul, je voudrais tout d'abord signaler que ce graphique n'indique que les tarifs industriels.

M. Paul Gagnon: En effet.

M. Saponja: Parfait. Il est de notoriété publique que l'Alberta, et en particulier Trans-Alta, propose des tarifs d'électricité particulièrement bas aux industriels. En matière d'établissement des tarifs, on se rappellera qu'il existe au départ certaines exigences financières, et que la répartition de ces exigences entre les différents segments de la clientèle peut revêtir diverses formes.

En Alberta, comme on peut le voir ici, nous avons conçu notre structure tarifaire de façon à rendre les tarifs industriels très avantageux. C'est également un sujet de controverse qui est soumis à la Commission des services publics, car nous avons d'autres secteurs de notre clientèle, à savoir les secteurs résidentiel, commercial et agricole, qui souhaiteraient que le tarif industriel soit augmenté de façon que le leur diminue. Il s'agit de trouver un équilibre. Je voulais simplement vous mettre en garde, car sur ce schéma il ne s'agit que du tarif industriel.

Si l'on considère le secteur résidentiel, ce n'est pas tout à fait la même chose. Je pense même que nous pourrions avoir un tarif égal à celui de B.C. Hydro. Par rapport aux autres compagnies canadiennes de distribution d'électricité, nous devons nous trouver à peu près au milieu pour ce qui est de l'ensemble des tarifs, regroupant tous les secteurs de notre clientèle, mais si on ne tient compte que du secteur industriel, nous avons de toute évidence un tarif très intéressant.

M. Gagnon: Est-ce que vous envisagez une possibilité de croissance des exportations d'électricité?

M. Saponja: Absolument.

M. Gagnon: Quel en serait le marché?

M. Saponja: La côte ouest des États-Unis, du moins en ce qui nous concerne. Nous divisons ce marché en deux districts, à savoir le nord-ouest de la côte du Pacifique et la Californie.

Tout cela dépend des possibilités de transmission. Les intérêts qui contrôlent la transmission d'électricité sur ce continent ne vont pas tarder à occuper une situation très intéressante. La tendance est déjà amorcée.

[Texte]

Mr. Gagnon: If B.C. Hydro is privatized, would Trans-Alta have a look at acquiring them?

Mr. Saponja: I do not think we would not have a look.

Mr. Gagnon: A double negative.

On page 13 you have a graph, the average selling price to the EEMAC. In 1983, of the three power generators, Alberta Power, Edmonton Power, and Trans-Alta, Trans-Alta was the lowest. By 1988, and again in 1987 and in 1986, Trans-Alta was second. What has caused the change in that distribution?

Mr. Saponja: The city of Edmonton must be coming out more favourably here.

Mr. Gagnon: Yes.

Mr. Saponja: The city of Edmonton, right now at this point in time, is sitting with a relatively low revenue requirement, but they have a tremendous amount of pent-up revenue requirement that will come on with the Genesee Power Station.

You remember I said you do not go to the ratepayer until your facility is used and useful. The city of Edmonton will have roughly \$1.5 billion by 1991 they will need. They will want to go to the ratepayers and pay for it.

You will find that situation will change very quickly. The reason Trans-Alta slipped underneath them here is that our half of the first unit came into rate base in 1986, and also a \$100-million interconnection with British Columbia Hydro. I guess we have had the last major capital requirement come onto the system. The city of Edmonton will change very sharply starting in 1989.

The Chairman: Where does Canadian Utilities fit in?

Mr. Saponja: They have by far the highest costs, or Alberta Power, Canadian Utilities being the holding company. They have, by far, the highest revenue requirement per kilowatt of load or per kilowatt-hour of sales.

That is driven by a number of reasons. One is they do not have a major load like we do, the city of Calgary, and the other wholesale centres. Their system is very diverse, very spread out, very rural, with high-cost transmission, and their coal is not as cheap as ours.

Mr. Clay: Gentlemen, could you just quickly refer to the concept we discussed earlier, that of the organically-cooled reactor built in the tar sands to use in extracting bitumen. I understand the concept is perhaps not alive at the present time or is not being actively fostered. Could

[Traduction]

M. Gagnon: Si B.C. Hydro est privatisée, Trans-Alta va-t-il envisager une acquisition?

M. Saponja: Je ne pense pas que nous puissions ne pas nous intéresser du tout à la question.

M. Gagnon: Vous répondez donc par une double négation.

A la page 13, on trouve un graphique qui indique le prix de vente moyen au EEMAC. En 1983, c'est Trans-Alta qui avait le prix le moins élevé par rapport à Alberta Power et à Edmonton Power. Dès 1986, puis en 1987 et en 1988, Trans-Alta arrive second. Quelle est l'origine de ce changement?

M. Saponja: La ville d'Edmonton a dû bénéficier de conditions plus favorables.

M. Gagnon: Oui.

M. Saponja: Actuellement, la ville d'Edmonton a des exigences de revenu relativement modestes, mais sa situation va changer radicalement à cause de la centrale de Genesee.

Comme je l'ai dit tout à l'heure, une compagnie d'électricité ne peut faire appel à sa clientèle qu'une fois que son installation est en production. La ville d'Edmonton va avoir besoin d'environ 1,5 milliard de dollars d'ici 1991. Elle va devoir s'adresser à sa clientèle.

Vous allez donc constater un changement très rapide de la situation. Si Trans-Alta a perdu du terrain à ce sujet, c'est qu'elle a dû intégrer la moitié du coût de sa première unité dans sa base de tarifs en 1986, ainsi qu'un coût de 100 millions de dollars correspondant aux installations nécessaires pour relier son réseau à celui de B.C. Hydro. A mon avis, nous avons intégré à notre structure de tarification notre dernier poste important d'immobilisation. La situation de la ville d'Edmonton va se modifier considérablement à partir de 1989.

La présidente: Qu'en est-il de «Canadian Utilities»?

M. Saponja: «Canadian Utilities», à laquelle est affiliée Alberta Power, supporte les coûts de loin les plus élevés. C'est cette compagnie qui supporte les plus fortes exigences de revenu par kilowatt ou par kilowatt-heure vendu.

Il y a plusieurs raisons à cela. Tout d'abord, sa charge est inférieure à la nôtre ainsi qu'à celle des autres grossistes en électricité, comme la ville de Calgary. Son système est très diversifié, très étendu, très rural. Il comporte des coûts de transmission très élevés et elle n'obtient pas son charbon à un prix aussi avantageux que nous.

M. Clay: Messieurs, je voudrais revenir rapidement à une notion dont il a été question précédemment, à savoir la question du réacteur à refroidissement organique qui doit être mis en oeuvre dans les sables bitumineux pour en extraire le bitume. Si je comprends bien, cette formule

[Text]

you just tell us a little bit about when it was proposed, how it was proposed and what happened to the idea?

• 1030

Mr. Saponja: I did a bit of research on that after talking with you on the phone on that matter and I am not going to be terribly helpful here. I would say the concept was first discussed about ten years ago. We believe it was discussed about the time our chairman of the board at the time, Mr. Bert Howard, was also the president of the Canadian Nuclear Association.

I am told it really did not go beyond much more than some discussion and an idea that was put before AECL at the time. From what I can determine, the matter was almost left with AECL. It was never really followed up on. Other than that, as I said, I cannot be terribly helpful.

Mr. Clay: In our recent visit to the United States, we were struck by the attitude reflected by utility managers there that the era—at least for the foreseeable future—of large central generating stations is over. Whether they are coal or nuclear or anything else, utilities there are going to build small, modular units with a short lead time and just add them as they perceive the need. Also, from your notes, I see you are not looking at future load growth beyond 4.5% in the future.

Would you say that there has been a fundamental change in the North American utility industry and that what we have gone through is not really an interim stage but really represents a fundamental change in the way utilities are going to go about doing their business?

Mr. Saponja: I would say it is probably more the latter. I think there has been a fundamental change because of a great number of factors, starting with economic slowdown. I will just demonstrate that by example.

Even in the Alberta scene right now, we would have to be very, very careful about putting on a large base load generating unit, say a 400- or 500-megawatt unit, at a time when you have relatively flat or small load growth.

The reason very simply is that you bring on a large block of capacity and it comes on in the form of a big lump. With lower rates of load growth, it means you have the spectre of a longer period of time before load growth grows to use up that capacity. Hence, you need to dump that big block of cost on fewer consumers.

When you are expanding at the rate of 10% per year, if you miss by six months or even a year on the timing of bringing a big unit on, you quickly use it up and eat up the capacity. It is not just a shock on your consumers.

[Translation]

n'est guère envisagée actuellement. Savez-vous quand elle a été proposée, dans quelles conditions, et que s'est-il passé par la suite?

M. Saponja: J'ai fait quelques recherches sur le sujet après en avoir parlé avec vous au téléphone, mais je ne pense pas pouvoir vous apporter de réponse très utile. Ce principe a été évoqué pour la première fois il y a une dizaine d'années. À cette époque, le président de la Commission, M. Bert Howard, était également président de l'Association nucléaire canadienne.

La formule n'a pas dépassé le stade des consultations préliminaires et elle a été proposée à l'EACL. D'après ce que je peux voir, elle a pratiquement été confiée à l'EACL. Elle n'a jamais vraiment eu de suite. À part cela, je n'ai pas grand-chose à vous apprendre.

M. Clay: Au cours de notre récente visite aux États-Unis, nous avons été frappés par l'attitude des cadres des services publics qui estiment que l'ère des grandes centrales électriques est révolue. Qu'il s'agisse de centrales nucléaires, de centrales au charbon ou d'autre chose, les compagnies d'électricité ont l'intention de ne construire que des petites unités modulaires comportant un court délai d'amorçage, et d'en ajouter en fonction des besoins. Par ailleurs, d'après vos notes, je constate que vous n'envisagez pas pour l'avenir une croissance de charge dépassant 4,5 p. 100.

Est-ce que vous considérez qu'il y a eu un changement fondamental dans le secteur des services publics d'électricité nord-américains et que ce que nous avons connu n'ait pas véritablement une étape transitoire, mais représente en réalité une modification fondamentale de la façon dont les services publics d'électricité vont gérer leurs affaires?

M. Saponja: Je pense que votre dernière hypothèse est la bonne. Je pense qu'il y a eu un changement fondamental dû à un grand nombre de facteurs, notamment au ralentissement de l'économie. Je vais vous le montrer par un exemple.

Dans la situation albertaine actuelle, il faudrait procéder de façon très prudente pour mettre en chantier une centrale de forte charge, disons 400 ou 500 mégawatts, à une époque où la croissance de charge est modeste ou nulle.

Les raisons sont bien simples: On apporte ainsi une capacité considérable sous la forme d'une centrale unique. La croissance de charge étant plus faible, vous devrez attendre plus longtemps avant que la charge ait augmenté suffisamment pour utiliser cette capacité. Par conséquent, le coût de votre grosse centrale devra être réparti sur une plus petite clientèle.

Lorsque vous connaissez un taux d'expansion de 10 p. 100 par an, si votre grosse centrale est mise en service avec 6 mois ou même un an de retard, votre capacité supplémentaire s'en trouvera rapidement absorbée. Vos consommateurs ne seront pas les seuls à subir le choc.

[Texte]

The first thing I would say is that in times of low load growth, you want to minimize the blocks of the size of the lumps you bring on.

That brings me back to my comment on transmission. Faced with such a situation, one is encouraged to bundle up as many utilities as you can. If you had infinite transmission between them, you could then bring on those big lumps and share that capacity amongst all of them and use it up right away. Then you can imagine each utility would take their turn bringing on a big lump and others would take that spare capacity off them, until they needed it.

This is limited by the amount of transmission capacity you have between utilities. That is the first thing one would be inclined to do.

I already mentioned some of the pain that investor-owned utilities have suffered in the United States because of regulatory hindsight, particularly in those situations where large nuclear plants have come on. That has introduced a big element of trepidation on the part of utilities. They are very hesitant to take on a lot of financial risk. That goes with big central stations.

The other thing in the United States that had a big influence on it is the non-utility generating element. The legislation introduced in the United States in 1978, known as the PURPA Act, requires and compels utilities to buy the product of small power producers—providing they meet certain criteria—and has also introduced another element into utilities. They need to plan and hope for that.

• 1035

In the California region, I think the last figures I saw showed that over the next decade, 15,000 megawatts of new capacity was forecast to be required. They were estimating that a full 5,000 of that, a full third, was going to come through PURPA. It remains to be seen whether or not it materializes, but that is just another element of uncertainty before them.

There has been a profound change. We are seeing much discussion before the Federal Regulatory Commission in the United States on another form of generator coming on the scene. They are known as "independent" power producers. They want to get into the game but they do not want to go through the PURPA legislation—the PURPA requires certain criteria. One has to be a co-generator or a renewable. Independent power producers want to do the same thing as utilities—build power plants. They want to compete. They want to get into a bidding process. They believe they can bid and put capacity on cheaper than utilities can. That is on the horizon.

[Traduction]

Tout d'abord, en période de faible croissance de la charge, il convient de réduire les dimensions des unités que vous mettez en service.

J'en reviens à ce que je disais sur les réseaux de transmission. Dans une telle situation, on est tenté de réunir le plus grand nombre possible de réseaux. Si les réseaux étaient tous reliés les uns aux autres, ils pourraient absorber facilement la capacité supplémentaire des grosses centrales mises en service, et l'utiliser immédiatement. On pourrait alors imaginer que chaque compagnie d'électricité mette à tour de rôle une grosse centrale en service, les autres pouvant utiliser la puissance supplémentaire selon leurs besoins.

Cette hypothèse est malheureusement limitée par les possibilités de transmission entre les compagnies d'électricité. Voilà le premier domaine dans lequel on est tenté d'intervenir.

Je vous ai déjà signalé les problèmes qu'ont éprouvés les services publics d'électricité qui appartiennent à des investisseurs aux États-Unis, à cause de l'attitude des organismes de réglementation, en particulier dans des situations où de grosses centrales nucléaires ont été mises en service. Les compagnies d'électricité s'en sont trouvées perturbées. Elles hésitent, désormais, à prendre les gros risques financiers que comportent les grosses centrales.

Ce qu'on remarque également aux États-Unis, ce sont les installations de production d'électricité qui ne relèvent pas des services publics. La loi mise en vigueur aux États-Unis en 1978, connue sous le nom de *PURPA Act*, oblige les compagnies de services publics à acheter de l'électricité aux petits producteurs—sous réserve que ces derniers répondent à certains critères—et oblige également les compagnies de services publics à intégrer cet élément dans leurs prévisions.

En Californie, je crois que d'après les derniers chiffres, on prévoit qu'au cours des 10 prochaines années, on aura besoin de 15,000 mégawatts supplémentaires. On estime que le tiers de cette capacité supplémentaire, soit 5,000 mégawatts, devrait être obtenu selon les modalités énoncées dans la *PURPA Act*. Reste à savoir si ces prévisions vont se réaliser, mais il s'agit de toute façon d'un élément d'incertitude supplémentaire.

Il y a eu un changement radical. Il est beaucoup question, devant la Commission fédérale de réglementation des États-Unis, d'une autre forme de production d'électricité qui entre en scène actuellement. Il s'agit des producteurs «indépendants». Ces producteurs veulent entrer en scène, mais ils ne veulent pas être assujettis à la législation PURPA, qui leur imposerait certains critères, les obligeant soit à produire de l'électricité conjointement avec un autre, soit à recourir à des énergies renouvelables. Les producteurs d'électricité indépendants veulent faire la même chose que les services publics, c'est-à-dire construire des centrales. Ils veulent jouer le jeu de la concurrence. Ils souhaitent un système

[Text]

Mr. Clay: We were also told that in some regions of the United States, notably New England, it has become extraordinarily difficult to site a large station or even to get the licence to build a transmission line—

Mr. Saponja: That is correct.

Mr. Clay:—and several people told us quite bluntly that this was a good opportunity for Canada to sell more electricity into the United States. Overall, do you see a growing opportunity for Canada in general to market electricity in the United States?

Mr. Saponja: Yes I do—for that very reason.

Mr. Clay: For a technical clarification on your IGCC technology, I understand that one of the principal determinants in the level of nitrogen oxide emission is flame temperature. In achieving such low levels of NO_x emissions, could you briefly explain how that is accomplished in your IGCC process?

Mr. Barry: I am not a combustion expert, Dean, but my understanding of what I am told is that the NO_x level in the combustion turbine is reduced by injection of steam into the turbine itself. That lowers combustion temperature and reduces NO_x.

Mr. Saponja: Within the last two months, Ed and I were down in Schenectady, New York, at the GE plant. We had a private presentation on where they are with the gas turbine technology. They were telling us that they are developing gas turbines now, which they are calling quiet combusters, that have NO_x production levels down at 25 parts per million—extremely low. I was just amazed.

Mr. Gagnon: One thing of interest to the oil producers is carbon dioxide, which is to be used in the enhanced oil recovery. Has anybody been talking to you about recovery of carbon dioxide, and if so, what has happened on it?

Mr. Saponja: Yes, we have had discussions with a small number of petroleum majors, Paul, going back to about 1979. For a five- or six-year period after 1979, we were into well beyond preliminary discussions. We were into pricing, and even set up a pilot carbon dioxide extraction plant at our Sundance plant with the Dome Petroleum people during the early 1980s. We wanted to test out a technology for removal of carbon dioxide. That pilot test was where a plant was operated for about a year; we gathered certain data. I thought at that time we were well on our way to putting something together and even had a target oil field and a mine. We had the Shell Oil people very, very interested.

[Translation]

d'appels d'offres qui leur permettrait de produire de l'électricité à meilleur marché que les services publics. Voilà ce qu'on peut envisager à l'avenir.

M. Clay: On nous a également dit que dans certaines régions des États-Unis, notamment en Nouvelle-Angleterre, il est devenu très difficile de construire une grosse centrale ou même d'obtenir un permis pour construire une ligne de transmission. . .

M. Saponja: C'est exact.

M. Clay: . . . et plusieurs personnes nous ont dit carrément que le Canada devrait en profiter pour vendre davantage d'électricité aux États-Unis. Finalement, pensez-vous que le Canada ait de meilleures chances de vendre de l'électricité aux États-Unis?

M. Saponja: Certainement, et précisément à cause de cette situation.

M. Clay: En ce qui concerne la technique IGCC, je crois comprendre que l'un des principaux éléments qui déterminent le volume des émissions d'oxyde d'azote est la température de la flamme. Pouvez-vous nous expliquer comment le procédé IGCC parvient à réduire à ce point les émissions d'oxyde d'azote?

M. Barry: Je ne suis pas un expert en combustion, mais je crois savoir que le niveau d'oxyde d'azote dans la turbine de combustion est réduit par une injection de vapeur à l'intérieur même de la turbine. On obtient ainsi un abaissement de la température de combustion et une réduction des émissions d'oxyde d'azote.

M. Saponja: Au cours des deux derniers mois, Ed et moi-même nous sommes rendus à la centrale de Schenectady, dans l'État de New York. Nous avons assisté à une conférence privée sur l'état d'avancement de la technique de la turbine à gaz. Ces turbines à gaz, qu'on appelle «brûleurs tranquilles», ont des niveaux d'émissions d'oxyde d'azote de quelques parties par million, c'est-à-dire des niveaux remarquablement faibles. J'en ai été fort surpris.

M. Gagnon: Ce qui intéresse notamment les producteurs de pétrole, c'est le gaz carbonique, qui doit être utilisé dans la formule de récupération assistée du pétrole. Est-ce qu'on vous a parlé de la récupération du gaz carbonique et, dans l'affirmative, que se passe-t-il dans ce domaine?

M. Saponja: Oui, nous nous sommes entretenus à ce sujet avec quelques grands producteurs de pétrole aux environs de 1979. Au cours des cinq ou six années qui ont suivi, la question a progressé bien au-delà des consultations préliminaires. Il a été question de prix et on a même construit une usine pilote d'extraction du gaz carbonique à nos installations de Sundance au début des années 1980, avec la collaboration de Dome Petroleum. Nous voulions mettre à l'épreuve notre technique de récupération du gaz carbonique. Des expériences pilotes ont été réalisées pendant environ un an; nous avons recueilli certaines données. À cette époque, nous étions bien avancés dans la recherche d'une solution et nous

[Texte]

[Traduction]

avons même pris comme objectif un champ pétrolifère et une mine. La compagnie Shell s'était montrée très intéressée.

• 1040

Then along came the collapse in world oil prices and that sort of interest has virtually slipped to the back burner. It is just not economic for the petroleum people to look at carbon dioxide stimulation in today's market.

Mr. Barry: Could I supplement Walter's answer on that very briefly? In the IGCC technology, the syngas that comes from the gas fire also contains CO₂. It is in a more concentrated form because it is in a small gas stream, compared to being in the flue gas or air gas stream at a conventional power plant.

Studies done in the United States indicate it is much more economic to get CO₂ from an IGCC plant gas fire. They think it holds great promise for use in enhanced oil recovery.

The Chairman: On behalf of my colleagues, I want to thank both you, Walter, and you, Ed, for coming down here today and appearing before the committee. It has been very interesting, very stimulating. If we do have any other questions, perhaps we could write and get the answers from you.

I do apologize for finishing early but as I said earlier, Queen Beatrix is speaking to the House today. Thank you very much.

Mr. Saponja: Thank you for having us. I will certainly get that information promptly on the coal costs.

The Chairman: Thank you. Another thing we are going to have before this committee is the energy options recommendations, which may prove very interesting.

This meeting is adjourned.

Ensuite, les prix mondiaux du pétrole se sont effondrés et l'intérêt pour cette solution a pratiquement disparu. Dans le secteur du pétrole, la recherche concernant le gaz carbonique ne présente aucun intérêt économique compte tenu de la situation qui prévaut actuellement sur le marché.

M. Barry: Pour compléter la réponse de Walter, je voudrais indiquer rapidement que dans la technique IGCC, le gaz synthétique qui résulte de la combustion du gaz contient également du gaz carbonique. Il se présente sous une forme plus concentrée, car il se trouve dans un volume de gaz réduit, par rapport au volume de gaz qui sort d'une centrale conventionnelle.

D'après les études réalisées aux États-Unis, il est beaucoup plus économique de récupérer le gaz carbonique d'une centrale utilisant la formule IGCC. Aux États-Unis, on y voit un élément très prometteur en matière de récupération assistée du pétrole.

La présidente: Au nom de tous mes collègues, je voudrais vous remercier, Walter et Ed, de vous être déplacés aujourd'hui pour comparaître devant le Comité. Votre exposé a été très intéressant. Si nous avons d'autres questions à vous soumettre, nous pourrions vous les faire parvenir par écrit.

Je dois m'excuser de mettre si rapidement un terme à notre séance, mais comme je l'indiquais au début, la reine Béatrix prend la parole aujourd'hui devant la Chambre. Je vous remercie beaucoup.

M. Saponja: Merci de nous avoir accueillis. Je vais m'efforcer d'obtenir sans délai les renseignements concernant les coûts du charbon.

La présidente: Je vous en remercie. Notre Comité va également devoir étudier la question des options énergétiques, ce qui devrait également être très intéressant.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

March 29, 1988

At 9:00 o'clock

Mr. Ola Ullsten, Ambassador of Sweden.

At 11:00 o'clock

From External Affairs:

Peter Walker, Director General, Western Europe Bureau;

Ingrid Hall, Director, Western Europe Bureau;

Bryan Burton, Officer, Nuclear Affairs Division;

John Broadbent, Deputy Director, Cabinet Liaison and Coordination Secretariat.

From Energy, Mines and Resources:

Ted Thexton, Nuclear Power Advisor, Uranium and Nuclear Energy Branch;

Sean Tupper, International Energy Relations Officer, International Energy Relations Branch.

May 10, 1988

From Trans-Alta:

Walter Saponja, Senior Vice-President, Generation;

Ed Barry, Vice-President, Research.

TÉMOINS

Le 29 mars 1988

À 9 heures

M. Ola Ullsten, ambassadeur de Suède.

À 11 heures

Du ministère des Affaires extérieures:

Peter Walker, directeur général, Direction générale de l'Europe de l'ouest;

Ingrid Hall, directeur, Direction générale de l'Europe de l'ouest;

Bryan Burton, agent, Division des affaires nucléaires;

John Broadbent, directeur adjoint, Secrétariat de la liaison avec le Cabinet et de la coordination.

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Ted Thexton, conseiller en énergie nucléaire, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire;

Sean Tupper, agent de relations bilatérales, Division des relations internationales (Énergie).

Le 10 mai 1988

De Trans-Alta:

Walter Saponja, premier vice-président, Génération;

Ed Barry, vice-président, Recherches.



HOUSE OF COMMONS

Issue No. 43

Wednesday, May 11, 1988

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 43

Le mercredi 11 mai 1988

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

**Energy, Mines and
Resources**

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

**L'énergie, des mines et
des ressources**

RESPECTING:

Main Estimates 1988-89: Votes 40, 50

CONCERNANT:

Budget principal des dépenses 1988-1989: Crédits
40, 50

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Votes and Proceedings of the House of Commons of Tuesday, February 23, 1988:

Pursuant to Standing Orders 82(15) and 83, on motion of Mr. Mazankowski, seconded by Mr. Wilson (Etobicoke Centre), it was ordered,—That the Main Estimates for the fiscal year ending March 31, 1989, laid upon the Table earlier this day, be referred to the several Standing Committees of the House as follows:

To the Standing Committee on Energy, Mines and Resources

Energy, Mines and Resources Votes 1, 5, 10, 15, L20, 25, 30, 35, 40, 45, 50 and 55

ATTEST

ROBERT MARLEAU

Clerk of the House of Commons

ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux de la Chambre des communes du mardi 23 février 1988:

Conformément à l'article 82(15) et à l'article 83 du Règlement, sur motion de M. Mazankowski, appuyé par M. Wilson (Etobicoke-Centre), il est ordonné,—Que le Budget des dépenses principal pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 1989, déposé sur le Bureau plus tôt aujourd'hui, soit déferé aux divers Comités permanents de la Chambre, ainsi qu'il suit:

Au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources

Énergie, Mines et Ressources, crédits 1, 5, 10, 15, L20, 25, 30, 35, 40, 45, 50 et 55

ATTESTÉ

Le Greffier de la Chambre des communes

ROBERT MARLEAU

MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MAY 11, 1988

(67)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:40 o'clock p.m., in Room 308 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Len Gustafson, Bob Porter and Barbara Sparrow.

In attendance: Dean Clay, Consultant.

Witnesses: From the National Energy Board: Mr. Roland Priddle, Chairman; Mr. Jean-Guy Fredette, Vice-Chairman; Mr. Robin Glass, Executive Director; Miss Sandra Fraser, General Counsel; Mr. John Klenavic, Secretary; Mr. Wayne Ganim, Director, Finance Branch. *From the Atomic Energy Control Board:* Mr. René J.A. Lévesque, President; Mr. Zigmund Domaratzki, Director General, Directorate of Reactor Regulation; Mr. David Smythe, Director General, Directorate of Fuel Cycle and Materials Regulation; Mr. Robert Blackburn, Director, Planning and Administration Branch; Mr. John Beare, Director, Research and Radiation Protection Branch.

The Committee proceeded to the consideration of its Order of Reference dated February 23, 1988, relating to the Main Estimates 1988-89. (See *Minutes of Proceedings and Evidence dated May 11, 1988, Issue No. 43.*)

The Chairman called Vote 50 under the National Energy Board.

Roland Priddle made an opening statement and with the other witnesses, answered questions.

At 5:00 o'clock p.m., the sitting was suspended.

At 5:07 o'clock p.m., the sitting was resumed.

The Chairman called Vote 40 under the Atomic Energy Control Board.

René J.A. Lévesque made an opening statement and with the other witnesses, answered questions.

At 6:20 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 11 MAI 1988

(67)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 15 h 40, dans la pièce 308 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Len Gustafson, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Aussi présent: Dean Clay, conseiller.

Témoins: De l'Office national de l'énergie: M. Roland Priddle, président; M. Jean-Guy Fredette, vice-président; M. Robin Glass, directeur exécutif; M^{lle} Sandra Fraser, conseiller juridique; M. John Klenavic, secrétaire; M. Wayne Ganim, directeur, Direction des finances. *De la Commission de contrôle de l'énergie atomique:* M. René J.-A. Lévesque, président; M. Zigmund Domaratzki, directeur général de la réglementation des réacteurs; M. David Smythe, directeur général de la réglementation des matières nucléaires et des radioéléments; M. Robert Blackburn, directeur de la planification et de l'administration; M. John Beare, directeur de la recherche et de la radioprotection.

Le Comité entreprend l'étude de son ordre de renvoi du 23 février 1988 relatif au Budget principal des dépenses de 1988-1989. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 11 mai 1988, fascicule n° 43.*)

Le président met en délibération le crédit 50 inscrit sous la rubrique Office national de l'énergie.

Roland Priddle fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 17 heures, le Comité suspend les travaux.

À 17 h 07, le Comité reprend les travaux.

Le président met en délibération le crédit 40 inscrit sous la rubrique Commission de contrôle de l'énergie atomique.

René J.-A. Lévesque fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 18 h 20, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Wednesday, May 11, 1988

• 1539

The Chairman: Order, please. The notice of the meeting has been circulated. The order of the day is the main estimates for 1988-89. Vote 50 under the National Energy Board we will start with, and then we will go to the Atomic Energy Control Board, which is vote 40 under that board.

We have as witnesses today the National Energy Board. The Chairman is Mr. Roland Priddle. We welcome you, Mr. Priddle, along with your colleagues. It is always extremely interesting for us to hear from the National Energy Board and to go over the estimates with you. I would like you to introduce your colleagues. Perhaps you have an opening statement, and then we have some questions to review.

• 1540

Mr. Roland Priddle (Chairman, National Energy Board): Thank you, Madam Chairman. I am pleased to present my colleagues, Mr. Jean-Guy Fredette, who is the Vice-Chairman and a Member of the National Energy Board, appointed to those positions at the beginning of December last year; Mr. John Klenavic, the board Secretary; Mr. Wayne Ganim, the Director of Finance; another relative newcomer to the board; Mr. Robin Glass, the Executive Director, who was appointed in September last year; and Miss Sandra Fraser, the board's General Counsel.

We are happy to be here today to explain the estimates of the National Energy Board for the current fiscal year. They reflect the implementation of the NEB's work force adjustment program, which I explained in some detail to the committee a year ago. About our work force adjustment, I am pleased to be able to indicate that out of the reduction of 65 person-years, the board has resolved the situation of all but 3 employees. That is, only 3 employees were laid off at the end of the last fiscal year, March 31, 1988. That program is now largely behind us. One of my priorities, and that of the NEB management, is to return to what might be called "normal business".

About the board's operating budget, excluding salaries, we expect our 1988-89 expenditures will be about at the same level as those of 1987-88, and they include such items as, first, the carry-over costs of work force adjustment relating to commitments for training, travel, and relocation of affected employees; secondly, a plan significantly to reduce the office space occupied in Ottawa as a result of work force adjustment; and thirdly, a continued emphasis on and expansion of the board's

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le mercredi 11 mai 1988

La présidente: À l'ordre s'il vous plaît. L'avis de réunion a été distribué. Nous avons à l'ordre du jour l'étude du Budget des dépenses principal pour 1988-1989. Nous allons commencer par le crédit 50 de l'Office national de l'énergie et ensuite le crédit 40 de la Commission de contrôle de l'Énergie atomique.

Nous accueillons comme témoin aujourd'hui de l'Office national de l'énergie, le président M. Roland Priddle. Nous vous souhaitons la bienvenue, monsieur Priddle, de même qu'à vos collègues. Nous sommes toujours très intéressés à vous entendre et à examiner avec vous les prévisions budgétaires. J'aimerais que vous nous présentiez vos collègues. Peut-être avez-vous une déclaration liminaire à faire, et les membres du Comité vous interrogeront ensuite.

M. Roland Priddle (président, Office national de l'énergie): Je vous remercie, madame la présidente. Je suis heureux de vous présenter mes collègues, M. Jean-Guy Fredette, vice-président de l'Office national de l'énergie et membre de l'Office qui a été nommé au début du mois de décembre l'an dernier; M. John Klenavic, secrétaire de l'Office; M. Wayne Ganim, directeur des finances; un nouveau venu relativement à l'Office, M. Robin Glass, directeur exécutif, nommé en septembre dernier et M^{lle} Sandra Fraser, conseiller juridique.

Nous sommes très heureux de comparaître devant vous aujourd'hui pour vous expliquer le budget établi par l'Office national de l'énergie pour l'année financière 1988-1989. Ce budget des dépenses traduit la mise en application du programme de réaménagement de l'effectif à l'Office national de l'énergie, il y a un an. J'ai le plaisir d'annoncer que des 65 années-personnes touchées par le réaménagement de l'effectif, seuls trois titulaires de postes n'ont pu être affectés ailleurs par l'Office. Autrement dit, seulement trois employés ont été mis à pied à la fin de la dernière année financière, à compter du 31 mars 1988. L'une des priorités que la direction de l'Office et moi-même nous sommes fixées est de recréer ce que l'on peut appeler un «climat normal de travail».

En ce qui concerne le budget de fonctionnement de l'Office, à l'exception des salaires, nous prévoyons que nos dépenses pour le prochain exercice seront semblables à celles de 1987-1988 et comprendront notamment: premièrement, le report des coûts du programme de réaménagement de l'effectif en ce qui concerne les engagements liés à la formation, au déplacement et à la réinstallation des employés touchés; deuxièmement, un plan conçu en vue de réduire sensiblement l'espace déjà

[Text]

office automation plan, which can effect useful productivity improvements.

Cependant, il convient de remarquer que l'Office doit exécuter sa charge de travail dans une période de transition et d'adaptation en raison des facteurs suivants: premièrement, les modifications prévues au mandat de l'Office en raison de l'accord du libre-échange, de la déréglementation possible de l'électricité. Deuxièmement, au cours des deux dernières années, d'autres améliorations ont été apportées aux procédures, par exemple, les nouvelles méthodes de calcul des excédents de gaz, les modifications apportées au règlement sur les croisements des pipelines, au règlement sur les pipelines terrestres. L'Office doit en faire une analyse factorielle afin de déterminer les besoins futures en ressources financières et humaines.

Notwithstanding the changes we can expect in a period of continuing transition and adjustment, there are a number of major activities the board has in hand. I am not going to deal with them. They have been enumerated in the statement members have, and you can also find them—a dozen of them—set out in the highlight section, pages 6 to 7, of our estimates, part III.

A number of items have changed since part III of the 1988-89 estimates was drafted. I want to inform the committee that the number of board members is currently eight rather than nine. One of our members retired in early April. Secondly, the number of the standing panels of the board has been reduced from five to three. We have run together panels that previously dealt with oil, gas, and electricity and combined them into an energy commodities panel. We have combined our oil and gas branches at the staff level.

• 1545

The Chairman: Thank you very much, Mr. Priddle. On page two of your opening address, number two is a plan to significantly reduce office space, a saving of \$360,000 per year: "renovations will be necessary at a one-time cost of \$425K." Could you explain that?

Mr. Priddle: I am going to ask Mr. Klenavic to do it.

Mr. John Klenavic (Secretary, National Energy Board): It was necessary to knock down walls and put up new walls as we moved people out. We are basically vacating two floors, but over the past year we have a lot of spaces in the remaining floors. To fit everybody in properly, we have to move a number of walls around. The cost is to knock down four floors of walls and put up four new floors, but in practice many of them will just be moved.

As you probably know, public servants get different sized rooms depending on their level. You have a lot of people in the wrong sized rooms that do not conform

[Translation]

occupé à Ottawa par suite du réaménagement de l'effectif; et troisièmement, l'Office continuera de mettre l'accent sur son plan de bureautique afin d'améliorer la productivité des employés.

It should be noted, however, that the board's workload remains in a period of transition and adjustment due to the following factors: anticipated changes to the board's mandate resulting from the free trade agreement, and the possible electricity export deregulation. Secondly, further refinements to processes which have changed in the past two years, e.g. new gas surplus procedures, amendments to pipeline crossing regulations, onshore pipeline regulations. Those will have to be analyzed and factored into the board's future resource requirements, both in person-years and operating dollars.

Nonobstant ce qui précède, l'Office exécute ou participera à l'exécution d'activités principales. Je ne vais pas toutes vous les nommer. Elles sont mentionnées dans la déclaration distribuée aux membres du Comité, et vous pouvez les retrouver également—il y en a une douzaine environ—dans la section 1, Aperçu du programme, aux pages 6 et 7 du Budget des dépenses, partie III.

Un certain nombre d'activités ont changé depuis la rédaction de la partie III du Budget des dépenses pour 1988-1989. Je vous souligne également que l'Office compte actuellement 8 membres et non pas 9. Un de nos membres a pris sa retraite au début du mois d'avril. Le nombre de comités permanents a été ramené de 5 à 3. Les comités du gaz, du pétrole et de l'électricité ont été regroupés pour constituer le comité des produits énergétiques. Nous avons également regroupé les directions du gaz et du pétrole au niveau des effectifs.

La présidente: Merci beaucoup M. Priddle. A la page deux de votre déclaration, vous mentionnez, au paragraphe deux, un plan conçu pour réduire de façon importante la superficie des bureaux, ce qui représente une économie de 360,000\$ par an. Et vous ajoutez: «il faudra procéder à des rénovations évaluées à 425,000\$». Pouvez-vous nous donner plus de détails?

M. Priddle: Je vais demander à M. Klenavic de le faire.

M. John Klenavic (secrétaire, Office national de l'énergie): Il a fallu supprimer des cloisons, en construire de nouvelles, et nous avons déplacé des gens. Il s'agit surtout de libérer deux étages, mais l'an dernier nous avions beaucoup d'espace libre sur les autres étages. Afin que l'effectif soit bien réparti, nous devons déplacer les cloisons. Le montant prévu concerne la démolition et le réaménagement des cloisons sur quatre étages, mais en fait beaucoup seront simplement déplacées.

Vous le savez probablement, la superficie des bureaux varie suivant l'échelon des fonctionnaires. Beaucoup de gens occupent des bureaux dont la superficie n'est pas

[Texte]

with Public Works and Treasury Board guidelines. We are trying to get everybody in the right size.

The Chairman: It sounds like pounding square pegs into round holes.

Mr. Priddle: Madam Chairman, to give you some perspective, the building is 11 floors. We have been occupying nine and a half floors and we will be reducing it to seven floors.

Mr. Gagnon: Ladies and gentlemen, it is a pleasure to welcome you here. You have made some fantastic progress towards your reduction in people and space with a minimum amount of pain suffered by the employees. You have 65, but only three people lost to means other than attrition. My compliments to you and your staff, Mr. Priddle.

In your annual report, on page 46, you list some companies and the rates of return. For some of them the return on common equity is greater than that approved. How does it occur and how is it handled in future years? What sort of adjustment period is there?

Mr. Priddle: About a quarter of the total number of pipeline companies coming under the board's jurisdiction are regulated by the board on rate of return. Of the balance, about 30 of the 40 companies are regulated on a complaints basis. Of the 10 subject to varying degrees of careful rate-of-return regulation, by and large they are regulated on a forward-test-year basis. Their revenue requirements are forecast on the basis of expectations about cost and prices among other things. Board-approved rate of return and the generation of that revenue is also based on forecasts of the amount of traffic they will have and the amount of gas transmitted or oil transported.

To the extent that those forecasts are inaccurate, the return to the company will be higher or lower than the allowed return. It tends to fall out on the return on equity as you would expect. There have been cases, and I can see the ones you have in mind here, where for instance Trans-Northern and Interprovincial Pipe Line on the oil side in the top block of figure 21 in 1987 had a somewhat higher than approved rate of return. But you will have noticed, Mr. Gagnon, that Trans Mountain made rather less, possibly because oil shipments did not come up to forecast levels.

• 1550

We do not, as far as I know, do anything about it after the fact. The company can keep its excess revenue or revenue shortfalls. I presume that would be a fact in the degree of accuracy in forecasting in the board's assessment in a future toll proceeding, but we do not do anything to restore losses or take away gains over and above the allowed return.

The board has been impressed with the forward test year method of regulating companies. If it is rigorously carried out, I believe and the board members believe it

[Traduction]

conforme aux directives du Conseil du trésor et des Travaux publics. Nous essayons de placer tout le monde dans des bureaux de la bonne dimension.

La présidente: C'est la quadrature du cercle.

M. Priddle: M^{me} la présidente, pour vous donner une idée, l'édifice compte onze étages. Nous en avons occupé neuf et demi, et nous en occuperons maintenant sept.

M. Gagnon: Mesdames et messieurs, nous sommes très heureux de vous accueillir ici. Vous avez énormément contribué à réduire les effectifs et les locaux sans trop gêner les employés. Vous en avez 65, mais vous n'en avez perdu que trois par attrition. Je vous en félicite de même que votre personnel, M. Priddle.

A la page 46 de votre rapport annuel vous mentionnez certaines sociétés et leur taux de rendement. Pour certaines, le taux de rendement sur les actions ordinaires est plus élevé que le taux approuvé. Comment cela se fait-il et que fera-t-on à l'avenir à ce sujet? Quelle période d'ajustement prévoit-on?

M. Priddle: Le quart environ de l'ensemble des sociétés pipelinaires relève de la compétence de l'Office et leurs taux de rendement sont réglementés par lui. Environ 30 des 40 sociétés sont réglementées en fonction des plaintes reçues. Les dix sociétés dont les taux de rendement sont soumis à une réglementation attentive sont réglementées de façon générale en fonction de l'année d'essai à venir. Leurs exigences en matière de recettes sont prévues, entre autres, sur la base des coûts et des prix escomptés. Le taux de rendement approuvé par l'Office et la production de ces recettes se font également sur les prévisions du volume de gaz ou du pétrole transporté.

Dans la mesure où ces prévisions sont inexactes, les profits pour la société seront plus élevés ou moins élevés que le rendement permis. Dans certains cas, comme ceux auxquels vous songez, ou encore Trans-Northern et Interprovincial Pipe Line du côté des pétrolières, on peut voir à la figure 21 du rapport de 1987, dans la colonne de droite, que le taux réel est plus élevé que le taux approuvé. Vous aurez remarqué, M. Gagnon, que Trans Mountain a un résultat inférieur, probablement parce que les expéditions de pétrole n'ont pas atteint les niveaux prévus.

Autant que je sache, nous ne faisons rien à ce sujet après coup. Tout reste tel quel. J'imagine que cela pourrait influencer sur le degré d'exactitude des prévisions que l'offre soumettra pour la fixation des futurs droits, mais nous ne faisons rien pour récupérer les pertes ou prendre les gains qui sont supérieurs au taux de rendement permis.

L'office a été impressionné par la méthode de réglementer les sociétés en fonction de l'année de vérification à venir. Cette méthode est rigoureusement

[Text]

gives the company considerable incentive to economize and generally to act in an efficient manner, because it gives the company the opportunity to do better than forecast, achieve lower costs and, to the extent that it can affect through-puts, which is probably very limited in the case of a rate-regulated pipeline, to improve on through-puts against forecast, and thereby to, as it were, profit over and above what the board has found to be appropriate in terms of return on equity.

There are companies which are regulated on a cost-of-service basis, and you will be familiar with this, Mr. Gagnon. Alberta Natural Gas, for example, should continuously hit their approved rate of return on equity, or predetermined rate of return on equity, because their recovery of costs is simply based on the approved return on an after-the-fact basis and all costs are included.

I will just communicate with my colleagues here and see if I have some or all of that right. I am told that is broadly correct, Mr. Gagnon.

The Chairman: May I ask a follow-up on that, Paul? What happens if they do it year after year?

Mr. Priddle: I think there must be puts and takes in this process, and I think they would be very lucky to be able to do it year after year. The divergences tend to be relatively small, a few basis points in a one-year time period, so I would not expect them, Madam Chairman, to be able to do it year by year.

The Chairman: Thank you. Excuse me, Paul.

Mr. Gagnon: To follow up on it, there have been some press reports about Interprovincial Pipe Lines expanding their system in the neighbourhood of 200,000 barrels a day. Has a formal application been received, and has the ongoing controversy over the different tariffs between light gravity and heavy gravity and diluent bitumen mix been reconciled?

Mr. Priddle: On the first point, Madam Chairman, no application has been filed with the board for that expansion. I believe that Interprovincial has been discussing expansion with all of the interested parties—shippers, producers, the royalty owner, the province in the case of Alberta and Saskatchewan. The company has kept the board informed in terms of advising us of the content of the presentations it has been making to those interested parties, but so far there has been no formal application.

• 1555

In terms of the toll differential between light crude and heavy crude and natural gas liquids, the board brought down a report in 1987 on interprovincial tolls. My recollection is that there is an additional surcharge of

[Translation]

appliquée, et je crois, de même que les membres de l'office, qu'elle encourage énormément la société à économiser et à fonctionner de façon efficace en général, car il lui donne l'occasion de faire mieux que prévu, d'avoir des coûts moins élevés et, dans la mesure où la méthode peut influencer sur les débits, ce qui n'est probablement pas très possible dans le cas des pipelines à taux réglementés, d'avoir de meilleurs débits que prévu, et par conséquent de réaliser des profits supérieurs à ce que l'office trouvait convenable comme taux de rendement sur le capital-actions.

Certaines sociétés sont réglementées en fonction des frais et du service, et vous êtes certainement au courant, monsieur Gagnon. L'Alberta Natural Gas, par exemple, devrait continuellement atteindre son taux de rendement approuvé sur le capital, ou le taux de rendement prédéterminé sur le capital, étant donné que le recouvrement des coûts se fonde simplement sur le taux de rendement approuvé une fois que les activités ont eu lieu et que tous les coûts sont inclus.

Permettez-moi de communiquer avec mes collègues ici présents pour vérifier si tout ou une partie de ce que je vous ai dit est bien exact. On me dit que ce l'est de façon générale, monsieur Gagnon.

La présidente: Paul, puis-je poser une question sur ce sujet? Qu'arrive-t-il si la chose se produit année après année?

M. Priddle: Je crois que c'est donnant, donnant, mais la société aurait beaucoup de chance si cela arrivait année après année. De façon générale, les différences sont assez minimes, quelques points au cours de la période d'un an, et je ne m'attends donc pas, madame la présidente, à ce que les choses se passent ainsi année après année.

La présidente: Je vous remercie. Excusez-moi.

M. Gagnon: Sur le même sujet, on a lu dans la presse que l'Interprovincial Pipe Lines allait porter la capacité de son réseau à quelque 200,000 barils par jour. Est-ce qu'on a reçu une requête officielle, et est-ce qu'on a réglé la controverse concernant les tarifs différents pour le pétrole léger et le pétrole lourd et pour le mélange diluant?

M. Priddle: Au sujet de la première question, madame la présidente, l'office n'a reçu aucune requête pour cette expansion. Je crois qu'Interprovincial en a discuté avec toutes les parties intéressées—les expéditeurs, les producteurs, le propriétaire des redevances, et la province dans le cas de l'Alberta et de la Saskatchewan. La société a tenu l'office au courant dans ce sens qu'elle nous a informés du contenu des soumissions qu'elle a faites aux parties intéressées, mais jusqu'à maintenant aucune requête officielle n'a été déposée.

Pour ce qui est des différences entre les droits appliqués au pétrole brut léger, au pétrole brut lourd et au gaz naturel liquide, l'office a publié un rapport en 1987 au sujet des droits interprovinciaux. Sauf erreur, un

[Texte]

15% for heavy crude oil in respect of the greater energy consumption in pumping heavy crude oil. There is also an additional surcharge of 15%, for a total of 30%, in respect of the deemed effect of heavy crude oil in diminishing the capacity of a given crude oil pipeline. So there is a substantial differential at present between the light and the heavy crude oil tolls.

As part of that decision, the board required Interprovincial Pipe Line Limited to produce, I think by mid-year 1988, an engineering and economic study of appropriate capacity-related differentials. The panel of the board, which heard last year's Interprovincial Pipe Line toll application, felt that the evidence it had on the capacity effect could be improved and asked Interprovincial to research that. They tell us this study is well underway and we can expect to get it on time at the end of June, I believe.

Mr. Gagnon: Thank you. IPL is going to be coming out with an interesting report.

If I could turn my attention briefly to natural gas, we have gone into the deregulation of natural gas. We do have a situation where a major mover of natural gas has become very heavily involved with the exploration and production side. What assurances does the rest of the industry have that this major mover treats everybody else fairly and does not move their gas on a preferential basis? I am specifically addressing TransCanada PipeLines Limited and their purchase of Encor Energy Corporation Ltd., which used to be Dome Petroleum Limited.

Mr. Priddle: Madam Chairman, one assurance would be that other shippers of gas on TransCanada PipeLines, I am sure, would be very alert to any discrimination by TransCanada in favour of its own gas. One could expect they would complain to the board. Interested parties in the pipeline business have not been shy about drawing to the board's attention that kind of thing.

I believe, in principle, that TransCanada very much subscribes to the view that in a less-regulated gas market in which transactions are to reflect market conditions and market-related pricing, it is appropriate and desirable to effect a separation between what is called the transmission function and the merchant function of the pipeline. For transmission purposes, the pipeline treats absolutely equally in matters of tolls and traffic, access to the pipeline, bumping and the like, without any discrimination between shippers, whatever their status, whether the shipper is, in the TransCanada case, Western Gas Marketing, its own merchant affiliate, or a consumer of gas in eastern Canada, a distributor of gas, or a western Canadian producer selling into an eastern Canadian or export market.

[Traduction]

droit supplémentaire de 15 p. 100 s'applique au pétrole brut lourd, du fait que son pompage exige une plus grande consommation d'énergie. Il y a aussi un autre droit supplémentaire de 15 p. 100, ce qui fait 30 p. 100, étant donné que le pétrole brut lourd est censé diminuer la capacité du pipe-line dans lequel il est transporté. Voilà donc les motifs de l'écart sensible qui existe en ce moment à l'égard des droits exigés pour le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd.

En vertu de cette décision, l'office a exigé de l'Interprovincial Pipe Line Limited qu'elle rédige, d'ici le milieu de 1988, un rapport technique et économique concernant les écarts entre les droits en fonction de la capacité. Selon le comité de l'office qui a examiné l'année dernière la demande d'augmentation des droits présentée par l'Interprovincial Pipe Line, son argument concernant l'effet sur la capacité comportait des lacunes, de sorte que l'Interprovincial a été priée de compléter ses recherches. On nous a fait savoir que cette étude est en cours et que les résultats nous parviendront d'ici la fin juin, je crois.

M. Gagnon: Merci. Je crois bien que le rapport de l'IPL ne sera pas dénué d'intérêt.

Permettez-moi d'aborder brièvement la question du gaz naturel, de sa déréglementation en cours. Il arrive qu'un important exploitant d'un gazoduc soit fortement impliqué dans les secteurs de l'exploration et de la production. Quelles garanties les autres exploitants de ce secteur possèdent-ils, si l'on veut que cette société traite tout le monde sur le même pied et ne se donne pas la priorité pour le transport du gaz? Plus précisément, je fais allusion à la TransCanada PipeLines Limited, qui vient de faire l'acquisition d'Encor Energy Corporation Limited, autrefois la Dome Petroleum Limited.

M. Priddle: Madame la présidente, la première garantie, ce que les autres exploitants qui doivent recourir au réseau de la TransCanada PipeLines surveilleront de près la TransCanada afin de veiller à ce qu'elle ne favorise pas ses propres expéditions. On peut s'attendre à ce qu'ils portent plainte immédiatement auprès de l'office. Les exploitants de réseaux pipeliniers n'ont jamais trop hésité à signaler ce genre de choses à l'office.

Je crois que la TransCanada souscrit entièrement, en principe, à l'idée que, lorsque les transactions s'effectuent dans le cadre d'un marché moins réglementé doivent refléter les conditions et les prix propres au gaz naturel, il convient de faire une distinction entre les aspects concernant le transport et les aspects commerciaux d'un réseau pipelinier. En matière de transport, l'exploitant du réseau pipelinier se comporter toujours de façon équitable à l'égard des droits, des tarifs, de l'accès au réseau, des préférences, etc., sans faire de distinction entre les expéditeurs, quel que soit leur statut, quel que soit l'expéditeur en cause, qu'il s'agisse, dans le cas de TransCanada, du Western Gas Marketing, sa propre filiale, ou d'un consommateur de gaz de l'est canadien, d'un distributeur de gaz, ou d'un producteur de l'Ouest canadien ayant des débouchés dans l'Est canadien ou à l'étranger.

[Text]

[Translation]

• 1600

So I would see the assurance being the possibility of complaints to the board and the readiness of the industry to make such complaints if they are concerned about apparent discrimination. The principle to which TransCanada subscribes, I believe—I cannot, of course, speak for TransCanada—is the principle enunciated in the 1986 report of the pipeline review panel to the Minister of Energy, Mines and Resources of Canada and the western Canadian producing-province governments, which I think the board also wishes to uphold.

It has been pointed out to me that, in the process of moving towards a market-based system for gas in Canadian interprovincial trade, the board has now implemented standard tariffs for transportation service on TransCanada PipeLines, and there is no distinction in these tolls between gas that is the subject of sale service by Western Gas Marketing-TransCanada PipeLines and gas that is receiving transportation service and is in the ownership of other parties. The board is constantly examining the TransCanada tariff, and it will be doing this in a proceeding that is to start next Monday on TransCanada tolls for 1988-89 to ensure that there is no discrimination in the matter of their tolls or access to the pipeline.

Mr. Gagnon: Has the board ever been asked to look at the question of this vertical integration?

Mr. Priddle: The answer is no, but we do seek to ensure in our regulatory proceedings on TransCanada—and West Coast as well, Mr. Gagnon, of course is an important gas producer, as well as operating a major pipeline—that there is a proper segregation of costs as between the different segments of the pipeline company's business and only those costs that are properly attributable to pipeline operations are entered into the approved cost of service.

Mr. Gagnon: Before I sign off, I would again like to congratulate you. Certainly some other departments could use your talents in down-sizing. In fact, the House of Commons might very well if there were many fewer Members of Parliament and we could down-size. So if you think you have your job finished there then we can possibly suggest your talents elsewhere.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Gagnon. How right you are.

Mr. Porter: Mr. Priddle, gentlemen, it is a pleasure to welcome you again this year.

Mr. Gagnon, I understand that you are trying to reduce the numbers of our members down here, helping out yourself.

I wonder if you could enlighten me. In your comments I think you said there were eight on your board now. One

A mon avis, par conséquent, cette garantie repose sur l'éventualité des plaintes déposées auprès de l'office et sur la volonté de l'industrie de déposer de telles plaintes, chaque fois qu'il y a apparence de discrimination. Le principe auquel TransCanada souscrit, je crois—bien entendu, je ne parle pas au nom de TransCanada—c'est celui qui est énoncé dans le rapport remis en 1986 par le Comité d'examen des pipelines au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada et aux gouvernements des provinces productrices de l'Ouest canadien; c'est ce même principe que l'office souhaite aussi maintenir.

On me signale que, aux fins de la mise en route d'un régime axé sur le marché du gaz faisant l'objet d'un commerce interprovincial au Canada, l'office vient de décréter des tarifs normalisés qui s'appliquent au service de transport de la TransCanada PipeLines; pour ce qui est de ces droits, aucune distinction n'est établie entre le gaz qui est écoulé par Western Gas Marketing-TransCanada PipeLines et celui qui est acheminé dans le réseau et qui appartient à d'autres sociétés. L'office suit constamment les tarifs de la TransCanada, et continuera ainsi lors des audiences qui doivent se dérouler à partir de lundi prochain au sujet des tarifs mis en vigueur par la TransCanada en 1988-1989, afin d'éviter toute discrimination à l'égard des tarifs ou de l'accès au gazoduc.

M. Gagnon: L'office a-t-il déjà été prié de se pencher sur cette intégration verticale?

M. Priddle: Non, mais l'office doit s'assurer au cours de ses audiences concernant TransCanada—et la West Coast aussi, monsieur Gagnon, est évidemment un important producteur de gaz et un important exploitant pipelinier—qu'il y a ventilation précise des coûts qui se rattachent aux diverses activités de l'exploitant du réseau pipelinier; seuls les coûts directement attribuables à l'exploitation du réseau pipelinier peuvent figurer parmi les coûts approuvés du service.

M. Gagnon: Avant de terminer, je tiens encore une fois à vous féliciter. Certes, d'autres ministères pourraient faire appel à vos talents en matière de compression des effectifs. En fait, la Chambre des communes elle-même pourrait faire appel à vos services, s'il était possible de diminuer le nombre de députés. Donc, si vous avez terminé votre tâche, vous pourriez peut-être vous illustrer ailleurs.

La présidente: Merci bien, monsieur Gagnon. Vous avez bien raison.

M. Porter: Monsieur Priddle, messieurs, nous sommes ravis de vous accueillir de nouveau cette année.

Monsieur Gagnon, je crois comprendre que vous souhaitez diminuer le nombre de députés. Vous pourriez commencer par vous-même.

Je me demande si vous pouvez me renseigner. Vous dites dans votre mémoire que l'office ne compte plus que

[Texte]

retired this past April. Is that the full extent of the board? I thought that at one time you had 11.

Mr. Priddle: Mr. Porter is right. The statute provides for 11 members. I do not think anyone gets penalized if there are not 11, but the National Energy Board Act envisages 11 members. Historically, when the board was created in 1959 by the Diefenbaker government, it provided for 5 members. That was increased in the early 1970s to 7, and then 9, and then during the National Energy Program period in 1982, I think, to 11.

• 1605

Let me also mention that there is the possibility for up to six temporary members to be appointed, and they are assigned duties by the chairman. We have had temporary members from time to time. In fact, one was released in February of this year, having been a temporary member for about a year. He was a person with expertise in a particular area who we had been fortunate enough to have appointed, and he dealt with some electricity export applications. When I joined in January 1986, the board had 12 members, the 11 members provided by statute and 1 permanent temporary member. Since then, there have been 3 retirements and a resignation, which brought us down to 8.

I might say, Madam Chairman, that my own feeling, and I think this is supported by the other board members, is that it really is not necessary for us to have 11 or 12 members, given the demise of the National Energy Program, and with it the phasing out of a number of elements of the program the board had to deal with; for instance, the rigorous licensing of oil exports, the application of an oil export charge or tax, the transportation fuels compensation recovery charge, and elements of intervention in the energy economy which stemmed from the National Energy Program and which the board was responsible for implementing.

With those changes, with deregulation as a part of the present government's ethos, and with deregulation and debureaucratization that the board has tried to implement itself on its own motion—consistent I think with overall government policy—in my view, a smaller board is appropriate.

Mr. Porter: Mr. Priddle, would you suggest that eight or nine would be adequate, and we would have proper regional representation with that number? I wonder if you would comment on that too, because from time to time there has been some question as to the regional representation on the board, perhaps that of consumer and industry representation. I wonder if you could give maybe a broad overview of that, if you would not mind, sir.

[Traduction]

huit membres. L'un a pris sa retraite en avril dernier. L'office était-il au complet? Je croyais qu'il comptait onze membres à un moment donné.

M. Priddle: M. Porter a raison. La loi prévoit 11 membres. Personne n'est pénalisé, je crois, s'il n'y en a pas 11, mais la loi régissant l'Office national de l'énergie stipule 11 membres. Jadis, lorsque l'office a été établi en 1959 par le gouvernement de M. Diefenbaker, il ne comptait que cinq membres. Le nombre a été porté à sept au début des années 1970 puis à neuf, puis à onze, lors de la mise en application du Programme énergétique national en 1982, je pense.

Permettez-moi d'ajouter qu'il est possible de nommer jusqu'à six membres provisoires, dont les attributions sont établies par le président. Nous avons compté à l'occasion de tels membres provisoires. En fait, en février dernier, on a mis fin à l'affectation d'un membre provisoire qui était là depuis environ un an. Il possédait des connaissances approfondies d'un domaine particulier, dont nous avons pleinement profité en l'affectant aux audiences portant sur les demandes d'exportation de l'électricité. À mon arrivée en janvier de 1986, l'office comptait douze membres, soit les onze membres prévus par la loi et un membre provisoire permanent. Depuis ce temps, trois membres ont pris leur retraite et un autre a démissionné, ce qui nous ramène à huit.

Je dois dire, madame la présidente, quelle est ma pensée à ce propos et je crois que les autres membres de l'office la partagent: il ne m'apparaît pas indispensable que nous ayons onze ou douze membres, vu l'abolition du Programme énergétique national, dont l'office devait superviser certains aspects; ainsi, l'octroi rigoureux des permis d'exportation du pétrole, la mise en oeuvre d'un droit ou d'une taxe sur les exportations de pétrole, celle du droit compensatoire de recouvrement s'appliquant au transport des combustibles, et certaines interventions dans le secteur économique de l'énergie, voilà certains aspects du Programme énergétique national que l'office était tenu de superviser.

Vu ces changements, vu la politique de déréglementation que le gouvernement actuel a adopté, vu la déréglementation et la débureaucratization que l'office s'efforce de réaliser de son propre chef—conformément, je crois, à la politique globale du gouvernement—j'estime que l'office pourrait bien fonctionner avec moins de membres.

M. Porter: Monsieur Priddle, diriez-vous que huit ou neuf suffiraient, tout en nous permettant de conserver une bonne représentation régionale? Je me demande si vous avez une opinion à ce sujet également, parce que l'on a soulevé à certains moments la question de la représentation régionale au sein de l'office, suite peut-être aux instances des consommateurs et de l'industrie. Je me demande si vous avez une opinion globale à ce propos, s'il est vous est possible de nous la faire connaître.

[Text]

Mr. Priddle: Mr. Porter, on your first point, my personal feeling is that the board could appropriately have seven or nine members. Of course, it is traditional to have an odd number. I think a decision as to whether seven or nine is appropriate depends in part on how things develop over the next year or two in terms of the board's role.

As to regional representation it certainly has been, in my observation, the desire of government which makes these appointments to have a broad regional representation on the board. At the moment there is only one member with Alberta roots, although another member did have his industry experience entirely in Alberta. Another member is from Saskatchewan, and two are from Quebec. We do not have anyone at the moment from the Maritimes.

Again, while having to recognize that the membership of the board is entirely a matter for the Governor in Council, I would have thought that it was desirable, given the great importance of the oil and gas business in terms of the board's activity—regulation of exports and inter-provincial and international pipelines—to have good representation from western Canada.

• 1610

Mr. Porter: On the same area, is it as a result of downsizing, too, that panels have been combined? I see you have a single energy commodity panel, and you did have oil, gas and electrical panels before.

Mr. Priddle: Yes.

Mr. Porter: Perhaps you can also comment on the Oil Branch and the Gas Branch. I understand they are combined as well.

Mr. Priddle: On the commodity panel, Madam Chairman, we felt it was useful in two ways to run the three individual commodity panels into one. There was insufficient work to justify the former three separate panels, and to a degree, it is useful to have the work of, say, the gas panel and the electricity panel combined. From time to time they are both dealing with the same sorts of things; for instance, the provision of short-term export orders for electricity and for gas.

We have created a five-person panel rather than the traditional three-person one. The other two remaining panels, the pipeline panel and the financial regulatory panel, each have three board members on them, and the commodities panel has five members. So in each case, of course, it represents a quorum of the board, and therefore they are able to take decisions on behalf of the board. But the five-member panel gives a majority of the members of the board a shot at decisions that flow to standing panels of the board.

[Translation]

M. Priddle: Monsieur Porter, quant à votre première question, je crois pour ma part que l'office pourrait bien fonctionner avec sept ou neuf membres. Bien entendu, on a coutume de prévoir un chiffre impair. Quant à savoir quel nombre convient le mieux, soit sept ou neuf, cela dépend, en partie, de la façon dont les choses vont évoluer, d'ici un an ou deux, en ce qui concerne le rôle attribué à l'office.

En matière de représentation régionale, j'ai toujours remarqué que les gouvernements procèdent à ces nominations de sorte que l'office compte une bonne représentation régionale. À l'heure actuelle, il n'y a qu'un seul membre qui provienne de l'Alberta, mais il y a un autre membre qui a fait carrière entièrement en Alberta. Nous comptons aussi un membre de la Saskatchewan et deux du Québec, mais aucun des provinces Maritimes en ce moment.

Je le répète, quoique la composition de l'office relève, bien entendu, du gouverneur en conseil, j'estime qu'il est souhaitable, vu l'importance majeure du secteur du pétrole et du gaz dans les activités de l'office—réglementation des exportations et des réseaux pipeliniers interprovinciaux et internationaux—que l'Ouest canadien y soit bien représenté.

M. Porter: A ce propos, est-ce aussi en raison de la compression des effectifs que l'on a fusionné certains comités permanents? Je vois qu'il y a désormais un comité des produits énergétiques qui remplace les comités du gaz, du pétrole et de l'électricité.

M. Priddle: C'est exact.

M. Porter: Vous pourriez peut-être aussi nous parler des directions du gaz et du pétrole. Je crois comprendre qu'elles ont été aussi regroupées.

M. Priddle: Au sujet du comité des produits énergétiques, madame la présidente, nous avons jugé qu'il était doublement utile de regrouper les trois comités en un seul. Il n'y avait pas suffisamment de travail pour justifier l'existence de trois comités distincts; d'ailleurs, il convient dans une certaine mesure de regrouper, mettons, les travaux du comité du gaz et ceux du comité de l'électricité. Il arrivait parfois que ces deux comités traitaient de questions semblables, comme l'établissement d'ordonnances à court terme pour l'exportation d'électricité et de gaz.

Nous avons créé un comité de cinq personnes, au lieu de trois habituellement. Les deux autres comités permanents, celui des pipe-lines et celui de la réglementation financière, comptent chacun trois membres, mais le comité des produits énergétiques en compte cinq. Pour chacun d'entre eux, bien entendu, ce chiffre représente le quorum de l'office, ce qui l'autorise à prendre des décisions au nom de l'office. Mais le comité de cinq membres accorde à la majorité des membres de l'office la possibilité de prendre des décisions qui influent sur les autres comités permanents de l'office.

[Texte]

I might say, just as a matter of interest, that given the profile and importance of matters relative to, let us say, gas deregulation, matters of generic significance on pipelines, questions having to do with the free trade agreement, the board members have agreed that these should not go to panels but to the full board.

I am going to ask Mr. Robin Glass, the board's executive director, to comment about the fusion of the Gas and Oil Branches.

Mr. Robin Glass (Executive Director, National Energy Board): Madam Chairman, one of the objectives we have pursued vigorously in our work force adjustment is to try to ensure that the adjustment takes place at all levels, that we are not forcing the main burden of down-sizing onto just one class of employees. That reason, plus the possibility here of making some staff economies through the fusion of gas and oil, was the major reason for bringing the two together. In other words, we are able to eliminate one EX position and we do not want to be in the position of eliminating just junior positions; we want to make sure the reductions are shared among all the levels.

I might also add that, with the fusion of the Gas and Oil Branches, we still have what amount to assistant director positions, one for gas and one for oil, so that there is a smooth transition, good relations with the clients, of course, and we have not lost the distinction between the two.

Mr. Porter: Mr. Priddle, you commented in passing on the free trade agreement. At the time we met last I think the final text was not in place, and until you saw that, you preferred not to comment. Do you or any of the other members care to make any comments on the free trade agreement as it may affect the industry, or maybe to give us your own views as you see it from a board perspective?

Mr. Priddle: Madam Chairman, with those remarks Mr. Porter has given me a very broad opportunity to comment. I am not sure I am going to take it.

• 1615

Yes, we have had the legal text since December, and we have read it with a lot of interest. As I said last time, we have been kept well informed about what is going on. We have been consulted, we feel, fully, to the extent appropriate. Free trade is a policy matter, and it is at all times open to the government, if it can so persuade Parliament, to change regulatory policy as reflected in the National Energy Board Act. It seems to us there will be some changes to our act as a result of implementation of the free trade agreement. From what I read in the

[Traduction]

Un autre point qui pourrait vous intéresser, c'est que les membres de l'office ont convenu de se réserver pour eux-mêmes, et non pas de déléguer aux comités, certaines questions qui revêtent beaucoup d'intérêt et d'importance, telles que, par exemple, la déréglementation du gaz naturel, les aspects génériques des réseaux de pipe-lines, et certains éléments de l'accord de libre-échange.

Je vais demander à M. Robin Glass, directeur exécutif de l'office, de vous parler de la fusion des directions du gaz et du pétrole.

M. Robin Glass (directeur exécutif, Office national de l'énergie): Madame la présidente, l'un des objectifs que nous avons poursuivi activement lors du remaniement de nos effectifs, c'était de nous assurer que ce remaniement s'effectue à tous les paliers, que le fardeau supplémentaire découlant de la compression des effectifs ne pèse pas sur une seule catégorie d'employés. C'est ce motif, ainsi que la possibilité de réduire le nombre d'employés en fusionnant ces deux directions, qui nous ont surtout poussé à effectuer ce regroupement. Autrement dit, nous avons pu abolir un poste EX mais nous ne voulions pas abolir des postes uniquement au palier des cadres inférieurs; nous voulions nous assurer que les effectifs soient comprimés à tous les paliers.

J'ajouterai que, depuis le regroupement des directions du pétrole et du gaz, nous avons toujours l'équivalent de deux postes de directeur adjoint, l'un pour le pétrole, l'autre pour le gaz, de sorte que la transition s'est faite sans heurt en conservant de bonnes relations avec notre clientèle, bien entendu, et en conservant la distinction qui doit exister entre ces deux groupes.

M. Porter: Monsieur Priddle, vous avez parlé en passant de l'accord de libre-échange. La dernière fois que nous nous sommes rencontrés, je crois, le texte final n'était pas encore publié, et vous vous êtes refusé à tout commentaire avant sa parution. Puis-je vous prier, vous-même ou quelque autre membre de l'Office, de nous dire comment l'accord de libre-échange peut influencer sur l'industrie; vous est-il possible de nous faire connaître vos vues en tant que porte-parole de l'Office?

M. Priddle: Madame la présidente, cette remarque de M. Porter m'offre beaucoup de latitude à l'égard de mes observations. Je me demande toutefois si je devrais en tirer parti.

Il est vrai que nous avons en main le texte officiel depuis décembre dernier; d'ailleurs, nous l'avons consulté avec beaucoup d'intérêt. Ainsi que je l'ai dit la dernière fois, on nous a tenu bien au courant de ce qui se passait. On nous a consultés, à notre sens, autant que faire se peut. Le libre-échange étant une question de principe, le gouvernement a toujours la possibilité, s'il peut en convaincre le Parlement, de modifier les politiques de réglementation qui figurent dans la Loi sur l'Office national de l'énergie. Il nous semble que la mise en

[Text]

newspaper, that will next become known when the government tables the bill to implement free trade.

I see things as being different in the sense that the government has created in bilateral trade certain new rules with the United States in that agreement, and some changes to the board's act will be necessary. How this affects the regulation, let us say, of natural gas exports is something I believe will have to be worked out almost on a case-by-case basis. There will be some things the board will continue to do. I presume we will continue to licence gas exports, and therefore hold hearings. There will clearly be some things the board will not be able to do as a result of the free trade agreement.

Madam Chairman, I would like to be excused from trying to elaborate on that. It would be ad-libbing in an area I am not overly familiar with, and again, I do not think it is really appropriate for a regulator, especially when the changed law he or she will be dealing with is not yet on the table, to speculate about the kinds of changes.

Mr. Porter: Thank you, Mr. Priddle. I appreciate your comments. Those of us who have been dealing with the trade agreement, and some from this committee as well who have met with their American counterparts, appreciate the broad areas involved in it, and I do appreciate the comments you did make.

The Chairman: Mr. Priddle, just to follow up on free trade and the National Energy Board, I would like to ask a couple of questions about electricity exports, especially the "third test rule", which is the least-cost alternate fuel. One can almost foresee that perhaps it would be removed.

Mr. Priddle: Madam Chairman, you are correct in drawing attention to the "third price test", the test that said the price of the exported electricity should not be materially different from that of the least-cost alternative available in the market area of the United States that was served. That is a test that is embodied in our Part VI regulations, the regulations made pursuant to the export and import part of the board's act, and therefore can be changed by the Governor in Council without recourse to Parliament, just using the authority Parliament already gave him. As a matter of interest, the board had already recommended that the test not be applied.

The Chairman: There was another area both Mr. Gagnon and I were queried on, about how prior to an export licence for electricity being awarded the surplus power had to be offered to other provinces. Is that still part of the National Energy Board's criteria, and do you foresee any movement on that?

[Translation]

oeuvre de l'accord de libre-échange exigera une refonte de cette loi. D'après ce que je lis dans les journaux, la chose se saura lorsque le gouvernement déposera le projet de loi relatif au libre-échange.

A mon avis, certains changements vont s'imposer, car le gouvernement, par le truchement de cet accord, va établir de nouvelles règles en matière de commerce bilatéral, avec les États-Unis, de sorte qu'il faudra modifier la Loi sur l'Office en conséquence. Dans quelle mesure faudra-t-il modifier le règlement concernant, mettons, les exportations de gaz naturel? Je crois qu'il faudra le déterminer selon les cas. Il y a des attributions dont l'Office devra toujours s'acquitter. J'imagine qu'il continuera à autoriser les exportations de gaz; il devra donc tenir des audiences à cette fin. Il est évident toutefois que l'accord de libre-échange va entraîner la modification du mandat de l'Office.

Madame la présidente, permettez-moi de ne pas développer ma pensée à ce sujet. Je ne pourrais qu'improviser dans un domaine qui ne m'est pas tellement familier; encore une fois, je ne crois pas qu'il convienne à un office de réglementation de spéculer dans ce domaine, surtout lorsque le projet de loi qui touche son mandat n'est pas encore déposé.

M. Porter: Merci, monsieur Priddle. Je vous sais gré de vos observations. Ceux qui, parmi les députés, ont eu quelque chose à voir avec l'accord de libre-échange, dont certains membres de notre comité qui ont rencontré leurs homologues américains, sont conscients des nombreux aspects complexes de cette question; je vous sais donc gré de vos observations.

La présidente: Monsieur Priddle, suite à la discussion concernant le libre-échange et l'Office national de l'énergie, j'aimerais vous interroger au sujet des exportations d'électricité, notamment au sujet de la «règle du troisième critère», soit le combustible de rechange le moins coûteux. On peut presque prévoir que cette règle sera abolie.

M. Priddle: Madame la présidente, vous avez raison d'attirer l'attention sur le «troisième critère du prix», en vertu duquel le prix de l'électricité exportée ne doit pas diverger sensiblement du prix du combustible de rechange le moins coûteux auquel le marché américain desservi peut avoir accès. Ce critère se trouve dans la partie 6 du règlement, qui a trait aux exportations et aux importations régies par l'Office, et que le gouverneur en conseil peut modifier sans passer par le Parlement, grâce au pouvoir que le Parlement lui a conféré à cette fin. Pour votre gouverne, je vous dirai que l'Office a déjà préconisé que ce critère ne soit pas appliqué.

La présidente: Dans un autre domaine, on nous a demandé, à M. Gagnon et à moi-même, jusqu'à quel moment les excédents d'électricité devaient être offerts aux autres provinces, avant qu'un permis d'exportation ne soit octroyé? Est-ce toujours un critère appliqué par l'Office national de l'énergie, et prévoyez-vous des changements dans ce domaine?

[Texte]

[Traduction]

• 1620

Mr. Priddle: In the case of electricity, as well as gas and oil, if there is an application for an oil export licence, the board has to satisfy itself that the quantity to be exported is surplus to reasonably foreseeable requirements of the use in Canada. That is the first element of the task.

The second element is that the board has to satisfy itself that the price to be charged by an applicant for power—that is, electricity exported by him—is just and reasonable in relation to the public interest. The board had developed what is called the first-offer procedure as a means of satisfying itself that both those tests were being met: the requirement that the applicant for exports of electricity offered the power to be exported to neighbouring interconnected Canadian utilities. If the offer was refused by implication, the quantity to be exported was surplus and the price was just and reasonable in the Canadian public interest, as far as Canadian needs were concerned.

So this is something which has evolved over a lengthy period in terms of the board's practice. It is not embodied in regulation.

The Chairman: Thank you. I want to switch back and talk about your revenues and cost of recovery. The National Energy Board is forecasting revenues of \$245,000 during the full year 1988-89. What is the source of this revenue?

Mr. Priddle: I will let Mr. Ganim answer that.

Mr. Wayne Ganim (Director, Finance Branch, National Energy Board): It comes from paragraph 46.(1)(1) of the National Energy Board Act, which requires the board to recover costs incurred by the board on the inspection and auditing of books of new pipeline construction, from the date of certificate to one year after leave to open. That has existed since 1978.

The Chairman: But since the National Energy Board does not have the legislative authority to collect licensing fees or a practice of a cost recovery, under what provision are you able to collect these funds?

Mr. Ganim: In the NEB Act under paragraph 46.(1)(1) there is provision which requires the board to collect these specific fees related to the construction of new pipelines. These are costs the board incurs on auditing the books and records, travel to inspect the new construction and so forth. From the date of the certificate—any of the post-hearing stuff is not collectable—to one year after leave to open.

It is currently in the legislation. What we do not have the authority to do is recover any costs in addition to those costs.

M. Priddle: Pour l'électricité, comme pour le pétrole et le gaz, dans le cas d'une demande de permis d'exportation, l'office doit s'assurer que les quantités visées par le permis sont véritablement excédentaires par rapport aux exigences prévisibles selon leur emploi normal au Canada. Voilà sa première tâche.

Deuxièmement, l'office doit s'assurer que le prix stipulé par le requérant—c'est-à-dire, le prix de l'électricité qu'il veut exporter—est équitable et raisonnable sous l'aspect de l'intérêt public. L'office a conçu ce qu'il appelle la procédure de première offre afin de s'assurer que l'on répond à ces deux critères: le requérant du permis d'exportation d'électricité doit tout d'abord offrir la même quantité d'électricité à des services publics voisins qui sont reliés au Canada. Si l'offre est rejetée implicitement, la quantité à exporter est jugée excédentaire et le prix est estimé juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public au Canada, pour ce qui est des besoins du Canada.

C'est donc un critère qui s'est développé au fil des ans dans le cadre des usages de l'office. Il ne figure pas dans le règlement.

La présidente: Merci. Je voudrais maintenant revenir à la question de vos revenus et de vos frais de recouvrement. L'Office national de l'énergie prévoit des revenus de \$245,000 au cours de l'exercice financier de 1988-1989. Quel est l'origine de ces revenus?

M. Priddle: Je laisse à M. Ganim le soin de vous répondre.

M. Wayne Ganim (directeur des Finances, Office national de l'énergie): Ces revenus découlent de l'article 46.(1)(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie, en vertu duquel l'office est autorisé à recouvrer les frais que lui occasionnent l'inspection et la vérification comptable lors de l'aménagement d'un nouveau pipeline, à compter de la date figurant sur le certificat jusqu'à un an après la mise en service autorisée du pipeline. Cette stipulation existe depuis 1978.

La présidente: Étant donné toutefois que la loi n'autorise pas l'Office national de l'énergie à percevoir des droits d'émission de permis ou à recouvrer ses frais, quelles dispositions invoquez-vous afin de pouvoir percevoir ces sommes?

M. Ganim: Dans la loi régissant l'ONE, à l'article 46.(1)(1), il est stipulé que l'office est tenu de percevoir des droits précis suite à l'aménagement d'un nouveau pipeline. Il s'agit des sommes que l'office doit déboursier pour vérifier les livres et les pièces comptables, pour frais de déplacement relatifs à l'inspection du chantier, etc. À compter de la date inscrite sur le certificat—les frais engagés après l'audience ne sont pas recouvrables—jusqu'à un an suivant l'autorisation de mise en service.

Cette stipulation figure toujours dans la loi. Par ailleurs, ces coûts exceptés, la loi ne nous autorise pas à recouvrer nos autres frais.

[Text]

The Chairman: The Treasury Board has directed the National Energy Board to examine the prospects of full-cost recovery. What alternatives do you have?

Mr. Ganim: Right now, basically what the Treasury Board has asked us to do is disregard any legal authority required. They asked us to approach it from a more *position philosophique* and assess the feasibility of increasing the board's cost recovery based on certain criteria. So we have approached the feasibility of additional cost recovery on linking benefits to clients, regardless of whether we had the legislation to do it or not. In fact, it has been recognized by Treasury Board and by the board that we do not have the legal authority to recover any additional costs other than what we are doing currently.

Hopefully, once the feasibility study has been approved by the board and by Treasury Board, we will be seeking additional statutory authority to implement whatever proposals we put forward and get approval for.

The Chairman: Would you see instituting some sort of fee or levy on percentage of profits?

Mr. Ganim: The feasibility study that we have drafted, which we are now discussing with Treasury Board's secretariat, covers a wide gamut of what we could be doing. There is a proposal put forward to recover the full \$25 million from the pipeline companies and the electrical exporters.

• 1625

On the other side of the coin, we have broken it down in terms of recovering simply facilities tolls and tariffs from the regulated pipeline companies, and exports from exporters, leaving out certain advisory role functions of monitoring. We have developed various scenarios to suit different options. We are basically right now down to choosing which option we prefer to recommend to Treasury Board.

The Chairman: Would this be sort of for total self-sufficiency?

Mr. Ganim: That is right. Basically, Treasury Board has given us an objective of recovering as much as we can the full budget of \$25 million. If there is any way we can do that, that is the approach they would like to see us take.

The Chairman: When might this report be presented to the Treasury Board?

Mr. Ganim: It is overdue. We hope to have the submission and the feasibility study submitted to the Treasury Board some time late May or early June. We have gone through two drafts of the feasibility study and the submission. We are a little hung up on the legal

[Translation]

La présidente: Le Conseil du Trésor a demandé à l'Office national de l'énergie d'examiner diverses options concernant le plein recouvrement de ses frais. De quelles options disposez-vous?

M. Ganim: En ce moment, le Conseil du Trésor nous a dit, somme toute, d'oublier la question des pouvoirs légaux et de nous concentrer sur une position philosophique, afin de voir quels critères l'office pourrait utiliser s'il envisageait de faire ses frais. La démarche que nous avons donc envisagée, c'est de lier les frais aux avantages qui en découlent pour nos clients, sans que la loi en fasse mention pour autant. En fait, il est admis, tant par le Conseil du Trésor que par l'office, que nous ne disposons pas des pouvoirs légaux qui nous permettraient de recouvrer d'autres frais que ceux que nous recouvrons à l'heure actuelle.

Dès que l'étude de faisabilité sera sanctionnée par l'office et par le Conseil du Trésor, j'imagine que nous chercherons à étendre nos pouvoirs légaux afin de mettre en application les propositions qui auront été sanctionnées.

La présidente: S'agirait-il d'un droit perçu en fonction des bénéfices?

M. Ganim: L'étude de faisabilité que nous avons rédigée, qui fait actuellement l'objet de pourparlers avec le Secrétariat du Conseil du Trésor, embrasse une vaste gamme d'options. On y propose, entre autres choses, de percevoir 25 millions de dollars, soit la totalité de nos frais, auprès des exploitants des réseaux de pipelines et auprès des exportateurs d'électricité.

Par ailleurs, nous avons réduit le rôle à la perception auprès des sociétés pipe-linières réglementées, des droits et des taxes prévus pour les installations, et les droits d'exportation auprès des exportateurs, ce qui laisse de côté certaines fonctions consultatives et de contrôle. Nous avons mis au point divers scénarios correspondant à diverses options. Nous en sommes maintenant rendus au choix de l'option que nous aimerions recommander au Conseil du Trésor.

La présidente: Est-ce que ce serait en quelque sorte une autonomie totale?

M. Ganim: C'est exact. Le Conseil du Trésor nous a donné essentiellement pour objectif d'assurer nous-mêmes autant que possible le budget de 25 millions de dollars. Si nous trouvons le moyen de le faire, c'est celui-là que nous adopterons.

La présidente: Quand ce rapport sera-t-il soumis au Conseil du Trésor?

M. Ganim: Il est en retard. Nous espérons que la proposition et l'étude de faisabilité seront soumises au Conseil du Trésor vers la fin du mois de mai ou au début du mois de juin. Nous avons déjà en deux avant-projets de l'étude de faisabilité et de la proposition. Ce qui nous

[Texte]

aspects of it. The National Energy Board Act would have to be changed to go for full cost recovery.

Section 13 of the Financial Administration Act, which allows departments and Treasury Board to set fees for services, could be used if the board were to develop an approach whereby they would charge for such things as licences, orders, and so forth. In the feasibility study, we recommend that they not use that approach, that they use a much more broad-based approach to recover the \$25 million spread across the regulated utilities.

Mr. Priddle: I would ask Mr. Glass to add to Mr. Ganim's comments.

Mr. Glass: Mr. Ganim mentioned that it is a relatively philosophical or conceptual exercise. It is a technical feasibility exercise in which, as he indicated, we are looking at the full range of possibilities. Obviously, before we ever got to the stage, as I think he suggested, of developing anything in detail which could be approved and then implemented, there would have to be all kinds of work done and consultation take place. I would just like to emphasize this is a preliminary technical look at possibilities; we are not about to implement anything.

The Chairman: I would like to introduce my colleague, Mr. Len Gustafson, who is from Saskatchewan and sits with the committee now. Do you have any questions, Mr. Gustafson?

Mr. Gustafson: I will defer. I am sorry I was late.

Mr. Gagnon: I would like to follow up on that line of questioning. Mr. Priddle, Mr. Ganim was talking about possible changes to the NEB Act, depending on what happened with the cost recovery study. Are you satisfied with the NEB Act, or are there other areas that you think should be changed?

Mr. Priddle: Madam Chairman, I think it would be true to say that the board finds that the act works well. It defines our responsibilities adequately. It gives us powers which we think are appropriate. It was quite a far-sighted piece of legislation when it was passed by Parliament in 1959. It gives us, for instance, an instrument in regard to carriage on gas pipelines.

The corresponding body in the United States does not have the power to require interprovincial and international gas pipelines to transport gas for others on a contractual basis. The absence of that power in the United States has been an enormous obstacle in the way of a freer working gas market south of the border.

The board's act has stood up to practical tests very well. It has been changed over time. For instance, it now gives us the power to set tolls on an interim basis, a useful

[Traduction]

retient, ce sont les questions juridiques. Il faudrait modifier la Loi sur l'Office national de l'énergie pour qu'il puisse y avoir plein recouvrement des coûts.

L'article 13 de la Loi sur l'administration financière qui permet aux ministères et au Conseil du Trésor d'établir les frais de service pourrait servir si l'Office devait mettre au point une méthode lui permettant d'exiger des frais par exemple pour les permis, les ordonnances, etc. Nous recommandons dans l'étude de faisabilité que l'Office n'adopte pas cette façon de faire, mais une méthode beaucoup plus générale de recouvrement des 25 millions de dollars, auprès de toutes les compagnies d'électricité réglementées.

M. Priddle: Je vais demander à M. Glass d'ajouter quelques mots aux observations de M. Ganim.

M. Glass: M. Ganim vous a dit qu'il s'agissait d'une tâche relativement philosophique ou conceptuelle. C'est une étude de faisabilité technique qui nous permet, il l'a souligné, d'examiner toutes les possibilités. Il va de soi qu'avant même que nous en arrivions à l'élaboration des détails qui pourraient être approuvés et mis en oeuvre il faudra que toutes sortes d'autres travaux soient faits de même que des consultations. J'aimerais signaler qu'il s'agit d'un examen technique préliminaire des possibilités, nous ne sommes pas encore sur le point de mettre en oeuvre quoi que ce soit.

La présidente: J'aimerais vous présenter mon collègue M. Len Gustafson de la Saskatchewan qui siège maintenant au Comité. Avez-vous des questions à poser, monsieur Gustafson?

M. Gustafson: Je vais attendre un peu. Excusez-moi d'être en retard.

M. Gagnon: J'aimerais poursuivre sur le même sujet. Monsieur Priddle, M. Ganim a parlé d'une modification possible de la Loi sur l'Office national de l'énergie, selon ce qu'il adviendra de l'étude sur le recouvrement des coûts. Est-ce que la Loi sur l'Office national de l'énergie vous convient, ou y a-t-il d'autres endroits où il faudrait la modifier, à votre avis?

M. Priddle: Madame la présidente, l'Office n'a rien à redire à la loi. Elle définit nos responsabilités de façon adéquate. Elle nous donne des pouvoirs que nous jugeons appropriés. Cette loi qui fut adoptée par le Parlement en 1959 était tournée vers l'avenir. Elle nous donne par exemple un instrument pour ce qui est des transports par gazoduc.

L'organisme correspondant aux États-Unis n'a pas ce pouvoir d'exiger des sociétés gazifères interprovinciales et internationales de transporter du gaz pour d'autres sur une base contractuelle. Cette absence de pouvoir aux États-Unis représente un obstacle énorme à un marché du gaz plus libre chez nos voisins du Sud.

La Loi sur l'Office a fait ses preuves sur le plan pratique. Elle a été modifiée au fil des ans. Elle nous donne par exemple maintenant le pouvoir d'établir des

[Text]

element of flexibility in the tolls and tariffs section of the act.

• 1630

I do not think it is for a regulator to say what is and is not appropriate in a policy sense. But taking the basic policy prescriptions of Parliament as embodied in the National Energy Board Act as a given, what we have here works well. At any one time there will be relatively minor changes that would seem desirable. Ms Fraser might comment on those.

Ms Sandra Fraser (General Counsel, National Energy Board): We have been keeping a running list, a wish list, if you will, of changes to the NEB act we would put forward if the act were to be opened up. Those would be of a fairly minor nature, to correct French or English versions of the text that are not accurate.

Representations have also been made about possible changes to those provisions of the act that deal with detailed routing of pipelines, land acquisition, and compensation matters. The latter, compensation matters and negotiation arbitration, are administered by the department, not by the board, although those provisions are in the National Energy Board Act. So that is something we have been consulting with the department on.

If a set of housekeeping and other amendments were to be put forward, it might be expected there would be some changes to those provisions of the act, largely as a result of representations that have been made by the pipeline industry on how well those sections actually work in practice. Those were added in 1982, I believe, as part of Bill C-60.

But on the whole, I would agree with Mr. Priddle that there is nothing we cannot live with in the act as it stands.

Mr. Gagnon: Is it safe to say there would be no request for any changes from the board within the next year, which will probably be taking us into an election?

Mr. Priddle: It is possible, Mr. Gagnon, for instance, on the matter of membership, that the board might feel it was appropriate, by statute, to bring down the number of members from the 11 I referred to to 7 or 9, perhaps giving the Governor in Council the flexibility to choose the 7 or the 9. Depending on how strongly the pipeline industry felt about those changes in Part V of the act, that might seem appropriate. But I do understand Parliament's timetable is very, very full and the legislative hopper is full. So I would not be optimistic that changes could find a place in the legislative calendar.

[Translation]

droits provisoires, ce qui représente un élément de souplesse très utile dans l'article sur les droits et les taxes.

Je ne crois pas qu'il appartienne aux responsables de la réglementation de dire ce qui est ou n'est pas approprié lorsqu'il s'agit de politique. Si on tient compte des prescriptions fondamentales de la politique du Parlement enchâssées dans la Loi sur l'Office national de l'énergie, comme telle elle fonctionne très bien. A un moment donné, on pourrait songer à y apporter des changements mineurs souhaitables. M^{me} Fraser peut vous donner quelques détails à ce sujet.

Mme Sandra Fraser (conseiller juridique, Office national de l'énergie): Nous avons une liste, une liste de souhaits, au sujet des changements qu'on pourrait apporter à la Loi sur l'Office national de l'énergie si elle devait être réexaminée. Il s'agirait de modifications assez mineures, visant à corriger les versions anglaise ou française si le texte n'est pas exactement le même.

Nous avons reçu des demandes au sujet de changements qu'on pourrait apporter aux dispositions de la loi qui traitent de l'acheminement détaillé des pipelines, de l'acquisition des terres et des questions d'indemnisation. Dans ce dernier cas, les indemnisations et l'arbitrage lors des négociations, c'est le ministère et non pas l'Office national de l'énergie qui en est responsable, même si ces dispositions font partie de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Par conséquent, nous consultons le ministère sur ces questions.

Si on devait présenter des amendements d'ordre interne ou autres, on pourrait s'attendre à ce que certains changements soient apportés aux dispositions de la loi mentionnée plus tôt, mais ce serait surtout à cause des remarques que nous aurait faites l'industrie des pipelines sur le bon fonctionnement de ces dispositions en pratique. Elles ont été ajoutées en 1982, je crois, et font partie du projet de loi C-60.

Je serais d'accord avec M. Priddle de façon générale pour dire qu'il n'y a rien dans la loi actuelle dont on ne peut s'accommoder.

M. Gagnon: Est-ce qu'on peut dire que l'Office ne demandera pas de changements à la loi au cours de l'an prochain, année où il y aura probablement des élections?

M. Priddle: Il est possible, monsieur Gagnon, pour ce qui est des membres par exemple, que l'Office soit d'avis qu'il serait approprié que la loi ramène le nombre de membres de l'Office de 11 comme je l'ai mentionné à 7 ou 9, en laissant peut-être au gouverneur en conseil ce choix entre 7 ou 9. Nous ne savons pas comment réagira l'industrie des pipelines aux changements apportés à la partie V de la loi mais cela nous semblerait approprié. Je crois savoir que l'échéancier du Parlement est très chargé de même que le calendrier législatif. Par conséquent, je n'ai pas l'impression qu'on pourrait trouver une place à ces changements dans le calendrier législatif.

[Texte]

Mr. Gagnon: To change the subject, I notice that in your standing panels your name does not appear, Mr. Priddle. Is this the same sort of thing as your predecessor did?

Mr. Priddle: Yes. I am an ex-officio member of all the panels. I have a lot of confidence in the board members who participate in and share those panels. So I have not normally been taking part in panel activity myself; that is, standing panel activity. I have done a bit of hearing activity.

Mr. Gagnon: But this has been a standard procedure for some time for the chairman of the board?

Mr. Priddle: That is correct.

Mr. Gagnon: The last question I have is on lapsed funds. In 1986-87 the NEB lapsed more than \$1.2 million. In 1987-88 the lapsed funding is forecast to be a total of \$1.37 million. Could I have some comments on those two items, please?

Mr. Glass: I think it is normal for an organization like the NEB, which is demand-driven and reactive, to lapse funds, providing you have good management, because we need to have the capacity to swing money from one area to another, if necessary, if there are unanticipated applications that come forward or exercises that require resources. And we do do that. To have that flexibility, we try to keep things down to a minimum. So it is normal for us to lapse funds, and the Treasury Board Secretariat expects us, in the normal course of events, to lapse funds.

An example of unexpected events—going back to an earlier question—is the accommodation shift that is going to take place this year. This is going to require an outlay of close to \$500,000 to make it happen. That money will have to come from other budget items. We are used to having to cut back to meet contingencies. So we will be able to do that.

• 1635

We need to have a certain amount of flexibility to make it happen and that money will have to come from other budget items. We are used to having to cut back to meet contingencies and we will be able to do that. We need to have a certain amount of flexibility to react. We are a reactive organization.

Mr. Porter: Could you comment on the program evaluation? The National Energy Board noted its difficulties following the guidelines of the office of the Comptroller General in preparing its program evaluations. I understand there was a pilot study and a public hearing into the regulation of electrical power exports, comparing its approach to program evaluation by

[Traduction]

M. Gagnon: Pour changer de sujet, je remarque que votre nom n'apparaît pas au sein des comités permanents, monsieur Priddle. Est-ce pour les mêmes raisons que votre prédécesseur?

M. Priddle: Oui. Je suis membre ex-officio de tous les comités. J'ai énormément confiance dans les membres de l'Office qui participent aux activités de ces groupes et les partagent. Par conséquent, je ne prends pas part habituellement moi-même aux activités des comités permanents. J'ai déjà moi-même participé quelque peu aux audiences.

M. Gagnon: Il semble que ce soit la façon de faire du président de conseil d'administration depuis quelque temps déjà, n'est-ce pas?

M. Priddle: C'est exact.

M. Gagnon: Ma dernière question a trait aux fonds inutilisés. En 1986-1987, l'Office national de l'énergie n'a pas utilisé plus de 1,2 million de dollars. En 1987-1988, on prévoit que les fonds inutilisés atteindront 1,37 million de dollars. Pouvez-vous me donner des précisions à ce sujet?

M. Glass: C'est normal, à mon avis, pour une organisation comme l'Office national de l'énergie qui répond et réagit à des demandes, d'avoir des fonds inutilisés, si on a une bonne gestion, car il nous faut pouvoir transférer de l'argent d'un secteur à un autre, si nécessaire, si des requêtes non prévues sont déposées ou s'il nous faut des ressources pour certains exercices. C'est ce que nous faisons. Pour obtenir cette souplesse, nous devons essayer de dépenser le moins possible. Il est donc normal que nous ayons des fonds inutilisés, et le secrétariat du Conseil du Trésor s'y attend, dans le cours normal des choses, à ce qu'il y en ait.

Je vous donne un exemple d'événements non prévus—pour revenir à votre question—le Programme de réaménagement de l'effectif qui a cours cette année. Il faudra déboursier près de 500,000\$ pour le réaliser. Cet argent doit être trouvé dans d'autres crédits budgétaires. Nous avons l'habitude de diminuer certains postes pour faire face aux éventualités. Nous allons donc pouvoir procéder de la sorte.

Il nous faut une certaine souplesse pour y parvenir et ces sommes devront venir d'autres postes budgétaires. Nous l'avons l'habitude d'effectuer des coupures afin de faire face aux urgences, et nous serons donc en mesure d'y parvenir. Nous avons besoin d'une certaine souplesse pour réagir. Nous sommes une organisation qui réagit aux événements.

M. Porter: Pourriez-vous faire quelques observations sur l'évaluation des programmes? L'Office national de l'énergie a indiqué ses difficultés suite aux directives du Bureau du contrôleur général en ce qui a trait à la préparation de l'évaluation de ses programmes. Je crois savoir qu'il y avait une étude pilote et des audiences publiques sur la réglementation des exportations de

[Text]

the Comptroller General's office. Is there any prospect of the Energy Board and the office of the Comptroller General resolving their differences? Is there a difference of opinion on the program evaluation?

Mr. Glass: The short answer is yes, but I will elaborate a little. Tell me if I have elaborated enough. Since this item was last discussed in this committee in November 1987, there has been significant progress. You mentioned the pilot study. We have had correspondence and discussions with the office of the Comptroller General on it. I think there is agreement all around that it was a positive thing and they are happy with the progress made in the pilot study.

Within the National Energy Board we have established a position of Director of Planning and Program Review. We call it program review because it goes beyond program evaluation and includes such things as auditing effectiveness, which is a related type of thing. A book has been put out by the Canadian Comprehensive Auditing Foundation—you can see I anticipated your question—which deals with auditing effectiveness and goes beyond program evaluation per se and includes other forms of program measurement. We have introduced that function in a formal way into the board.

I met with the Acting Comptroller General and went over what we have done and what we planned to do based on all these things. Perhaps most importantly, with my meeting with the Acting Comptroller General, I am confident that, given that we all agree, we need to improve financial management within government and at the same tailor overall policies to fit the unique circumstances of each department and agency. We are different from most departments.

The Chairman: Mr. Priddle, could you bring us up to date about the Order 256 decision on the the double-demand charge. I understand it is before the courts in the United States. Is that correct?

Mr. Priddle: Yes, that is correct, Madam Chairman. The company first affected by Order 256, Natural Gas Pipeline of America, has taken the issue to the courts where it presently is. Meanwhile the Federal Energy Regulatory Commission has been seeking to apply the order to other jurisdictional pipelines in the United States that import Canadian gas and where the terms of the import include a demand charge for the gas calculated from the Canadian full fixed variable toll methodology.

I am not able to tell the committee what, if any, effect it has had on Canadian gas exports. I tend to think it is rather little. I am sure the committee is aware of the fact that at high-load factors, it does not matter very much

[Translation]

l'électricité, avec une comparaison de sa méthode avec l'évaluation des programmes par le Bureau du contrôleur général. Peut-on s'attendre à ce que l'ONE et le Bureau du contrôleur général règlent leurs différends. Y a-t-il une divergence d'opinions sur l'évaluation des programmes?

M. Glass: En un mot, oui. Je tiens toutefois à m'entendre davantage. Dites-moi si je donne suffisamment d'explications. Depuis que cette question a fait l'objet d'une discussion devant ce Comité en novembre 1987, on a relevé d'énormes progrès. Vous avez fait allusion à l'étude pilote. Nous avons échangé de la correspondance et eu des discussions avec le Bureau du contrôleur général sur cette question. Je crois que l'on s'entend pour dire que cela a été positif et que le Bureau du contrôleur général est satisfait des progrès réalisés dans le cadre de cette étude pilote.

Nous avons créé, à l'Office national de l'énergie, un poste de directeur de la planification et de l'examen des programmes. Nous parlons de l'examen des programmes car il s'agit de quelque chose qui va au-delà de la simple évaluation des programmes et qui comprend par exemple l'efficacité de l'évaluation, qui est un domaine connexe. La Fondation canadienne pour la vérification intégrée a publié un livre—vous pouvez constater que j'ai anticipé votre question—qui traite de l'efficacité de la vérification et qui va au-delà de la simple évaluation de programmes, et comprend d'autres méthodes d'évaluation de programmes. Nous avons présenté officiellement cette fonction à la Commission.

J'ai rencontré le contrôleur général intérimaire et ai discuté avec lui de ce que nous avons réalisé et de ce que nous avons l'intention de faire. À l'issue de cette réunion, je suis certain, étant donné que nous sommes tous d'accord, qu'il nous faut améliorer la gestion financière au sein du gouvernement et élaborer les orientations générales de façon à répondre aux circonstances particulières de chaque ministère et organisme. Nous sommes différents de la plupart des ministères.

La présidente: Monsieur Priddle, pourriez-vous nous tenir au courant de ce qui se passe à propos de la décision 256 sur la double tarification. Je crois savoir que cette question est devant les tribunaux aux États-Unis, si je ne m'abuse.

M. Priddle: En effet, madame la présidente. L'entreprise concernée en premier lieu par la décision 256, soit la Natural Gas Pipeline of America, a porté cette question devant les tribunaux, où elle se trouve actuellement. Entre-temps, la Federal Energy Regulatory Commission a essayé d'appliquer la décision à d'autres pipelines aux États-Unis qui importent du gaz canadien et pour lesquels les conditions d'importation comprennent des frais de demande pour le gaz calculés d'après la méthode de tarification variable ou fixe canadienne.

Je ne suis pas en mesure de dire au Comité quelles ont été les répercussions, si tant est qu'il y en ait eu, sur nos exportations de gaz. J'ai tendance à penser qu'elles sont minimes. Je suis certain que le Comité n'ignore pas que,

[Texte]

how the costs are allocated between demand and commodity components.

The ability to flow-through Canadian pipeline demand charges in the export price at the international boundary has been most helpful in cases where the American buyer has not been taking the gas or has taken in very small proportions of its contractual amounts, and yet the exporter, through this flow-through, has been kept whole in regard to Canadian pipeline charges it contracted to pay.

• 1640

So it is important in those circumstances, which might be in a number of perhaps minor cases, and in some cases, in summertime, when takes are low. But I do not think Order 256 has been quite as damaging overall as we thought in the fall of 1986. It might be, and as the committee knows, we are quite optimistic about volumes of gas exports. They may be up as much as 20% in the current contract compared to the last contract year.

The Chairman: In regards to Pacific Gas Transmission, which I understand was a pipeline built for cost of service, are they in court under Order 256 as well?

Mr. Priddle: My recollection, Madam Chair, is they are presently in a situation where they have to have a rate case before the Federal Energy Commission. Rate cases in that forum are fearsome things. It is almost universally the objective of pipelines to obtain settlements among all interested parties, and take those settlements to the Federal Energy Commission for approval rather than undergo a full-blown rate case.

My recollection, which may be partial or even erroneous, is that the settlement Pacific Gas Transmission—and you are correct, Madam Chair, in saying it has for 28 years been a cost of service operation—has been working on would be one in which it would go over to the modified fixed variable method of regulation and of calculation of tolls, but where at the same time the costs of Canadian gas purchased by it would be accepted for flow-through purposes on a full fixed variable basis.

In other words, the settlement would seek to respect, as it were, the sanctity of Canadian pipeline regulation, but immediately got south of the border for toll purposes, and the tolls would be calculated on a modified fixed variable. This seemed to many people to be a good way of squaring that particular circle.

The Chairman: To switch the subject, one of the objectives given for your National Energy Board is to advise on the control, supervision, conservation, use and marketing, and also the development of energy and

[Traduction]

lorsque les frais de charge sont élevés, peu importe comment sont affectés les coûts entre la demande et le produit.

L'aptitude à inclure les frais de la demande des pipelines canadiens dans le prix d'exportation à la frontière internationale a été très utile lorsque l'acheteur américain n'a pas pris le gaz ou bien en a pris de petites quantités par rapport à ce qui était prévu dans son contrat; l'exportation grâce à ce système, n'a pas eu à payer autre chose que ce qui était prévu au contrat.

Ceci est donc important, dans ces circonstances, qui pourrait se produire dans un certain nombre de cas mineurs, et parfois durant l'été lorsque les livraisons sont au plus bas. Je ne pense toutefois pas que la décision 256 ait été aussi dévastatrice que nous l'avions pensé à l'automne 1986. Le Comité n'ignore pas que nous sommes très optimistes quant aux quantités d'exportations de gaz. Elles pourraient augmenter jusqu'à 20 p. 100 dans le cadre du contrat actuel par rapport au contrat de l'année dernière.

La présidente: En ce qui a trait à Pacific Gas Transmission, qui est à ce que je crois comprendre un pipeline construit pour le coût de service, cette compagnie est-elle aussi devant les tribunaux en vertu de cette décision?

M. Priddle: Je crois savoir, madame la présidente, qu'elle se trouve dans une situation où elle doit avoir une demande tarifaire devant la Federal Energy Commission. Les demandes tarifaires devant cette commission sont quelque chose de redoutable. Les pipelines ont presque tous pour objectif d'obtenir des accords entre toutes les parties intéressées, et de faire approuver ces accords par la Federal Energy Commission plutôt que de procéder à une demande tarifaire.

Si ma mémoire est bonne, l'accord sur lequel travaille la Pacific Gas Transmission—et vous avez raison de dire, madame la présidente, que pendant 28 ans il s'est agi de frais de service—comprendrait le passage à la méthode de calcul du taux variable ou fixe des frais de transport, alors que les frais d'achat du gaz canadien seraient acceptés afin d'être inclus dans une méthode de calcul du taux fixe ou variable.

Autrement dit, cet accord respecterait le caractère sacré des règlements canadiens sur les pipelines, mais aussitôt passée la frontière, les frais de transport seraient calculés d'après le taux variable modifié. Pour bon nombre de personnes, il s'agit là d'un bon moyen d'effectuer en quelque sorte la quadrature du cercle.

La présidente: Permettez-moi de changer de sujet et de préciser que l'un des objectifs de l'Office national de l'énergie est de donner des conseils sur le contrôle, la supervision, la conservation, l'utilisation et la

[Text]

resources of energy. To accomplish this, your board must obviously assemble a large bank of energy information and data. How do you ensure you are not duplicating information gathered by, say, EMR, or Statistics Canada?

Mr. Priddle: Madam Chair, we have been sensitive for a long time—certainly before I came to the board—of the need to avoid duplications with Energy, Mines and Resources. When the board was created, there was no energy department. The energy department followed in 1966, and rapidly built up its expertise, now at a very high level. The board has sought to avoid duplication in its own studies and general advisory functions, under Part II of the act to which you have been referring, to avoid duplication of EMR activity.

We do studies and provide advice in those areas where we think we have something either rather distinctive to contribute, because of our regulatory activity, or where by mutual agreement it is appropriate to produce studies which come from an organization which is not involved in energy policy, which can then be drawn on by the policy side of the House as an independent reference document.

• 1645

We were very pleased and proud when the Energy Options activity last year used the board's 1986 *Canadian Energy—Supply and Demand Update* as its reference document for the Canadian Energy Outlook. By the way, we will be repeating that document this year. It is a biennial activity and we would expect by the end of this year to bring out the most recent version.

We also avoid duplication in the sense that the minister from time to time asks us for advice on energy matters pursuant to Part II. That is an obvious way of avoiding duplication in the sense that he has assigned us activity such as that which we carried out in 1986-87 on electricity export regulation. Pursuant to the Western Accord, we provide information on the development of crude oil and oil product exports. Pursuant to a request by Mr. Masse, we report from time to time on whether Canadian gas export prices are recovering the fixed costs of pipelines incurred in Canada. That is of course related Order 256 which you have just been asking questions about.

So in following those principles, avoiding duplication of EMR expertise, responding to the minister's requests, who has an overall perspective on the flow of information coming to him within his broader energy ministry of which we are part, and providing studies in areas in which an independent origin for such studies is desirable, I think we avoid duplication.

[Translation]

commercialisation, de même que le développement, de l'énergie et des ressources énergétiques. Pour y parvenir, votre Office doit posséder une énorme banque de données énergétiques. Comment faites-vous pour ne pas recueillir des données que possèdent déjà par exemple EMR ou bien Statistique Canada?

M. Priddle: Madame la présidente, cela fait déjà quelque temps—et certainement avant même que je vienne à l'Office—que nous sommes conscients de la nécessité d'éviter de recueillir des données que possède déjà Énergie, Mines et Ressources. Lorsque l'Office a été créé, il n'existait pas de ministère chargé des questions touchant l'énergie. Ce ministère a été créé en 1966 et a rapidement acquis une certaine expertise, aujourd'hui à un niveau très élevé. L'Office a essayé d'éviter de doubler ses propres études et ses fonctions de conseil, en vertu de la partie II de la loi à laquelle vous faites allusion.

Nous procédons à des études et donnons des conseils dans les secteurs où, à notre avis, nous pouvons apporter quelque chose de bien distinct, en raison de notre rôle d'organisme de réglementation, ou encore après accord mutuel s'il est approprié d'effectuer des études qui viennent d'une organisation qui ne participe pas à la politique énergétique, études qui pourront servir de documents de référence indépendants à la Chambre.

Nous avons ressenti beaucoup de satisfaction et de fierté lorsque dans le cadre des travaux de Confluence énergétique, on s'est servi du document *L'énergie au Canada—Offre et demande* comme référence pour Perspective énergétique du Canada. Sachez, par ailleurs, que nous allons reprendre ce document cette année. Il s'agit d'un travail biennal et nous espérons produire la toute dernière version d'ici la fin de la présente année.

Nous évitons également tout dédoublement des tâches en ce sens que le ministre nous demande, de temps à autre, des conseils sur l'énergie, conformément à la Partie II. Il s'agit là d'un moyen bien évident d'éviter tout dédoublement des tâches en ce sens qu'il nous a affecté des responsabilités identiques à celles que nous avons assumées en 1986-1987 sur les règlements touchant les exportations d'électricité. En vertu de l'Accord de l'Ouest, nous fournissons des données sur le développement des exportations de produits du pétrole brut. Suite à une demande de M. Masse, nous produisons, de temps à autre, des rapports afin d'indiquer si les prix d'exportation du gaz canadien récupèrent les frais fixes des pipelines au Canada. Ceci est, bien entendu, lié à la Décision 256 à propos de laquelle vous nous avez posé des questions.

Ainsi, si l'on suit ces principes, c'est-à-dire si l'on évite le dédoublement de l'expertise d'EMR, si l'on répond aux demandes du ministre qui a une perspective d'ensemble sur le flux de données qui lui parviennent, et si l'on effectue des études dans des secteurs pour lesquels il est souhaitable que de telles études soient indépendantes, je crois que nous évitons effectivement tout dédoublement.

[Texte]

The Chairman: Do you co-operate with the provincial bodies such as the Alberta Energy Resources Conservation Board?

Mr. Priddle: Yes, we certainly do. We have a lot of respect for that board and its expertise. I hope that is mutual.

The Chairman: I am sure it is.

Mr. Priddle: I could give you examples there, Madam Chairman. Through our Calgary office we seek to assess gas reserves in all of the western provinces but of course 80% or more of them are in Alberta. We do this on a pool-by-pool basis, obviously with a cutoff at the lower end. We have been co-operating with the Energy Resources Conservation Board to ensure that at the technical level there is no duplication of effort there. We look to the Conservation Board as a primary source of factual information forecast information about oil supply, for example, as that might affect the utilization of crude oil pipelines—the point that Mr. Gagnon was questioning on—the capacity situation of Interprovincial Pipe Line Limited.

The Chairman: Do you have any international contacts, Mr. Priddle?

Mr. Priddle: Yes. We have a good relationship with all the members of the Federal Energy Regulatory Commission in the United States. That commission, like most American tribunals, hues very strictly to the *ex parte* rule and we cannot discuss in any detail with them, nor should we, proceedings which are before that commission, say in terms of applications for pipelines which might have to do with Canadian gas. So we maintain a general liaison but neither we nor they can engage in negotiation on pipelines that require our approvals. We have to take our decisions on the basis of evidence that is publicly before us.

The Chairman: Thank you. Mr. Clay, do you have a question to Mr. Priddle?

Mr. Dean Clay (Researcher, Library of Parliament): Mr. Harris has a question first that he would like to pose, and perhaps I could follow him, if that is all right.

• 1650

Mr. Lawrence Harris (Researcher for the Committee): Thank you. Actually, I have three short questions, returning to the estimates documents for a moment.

Regarding the lapsed funds, which Mr. Gagnon asked about, I guess the answer then is that aside from the Work Force Adjustment Program, the allowance for contingency is the reason that there would be lapsed funds in any particular year. What I really wanted to ask about is the example given about the renovations. It seems to me that would apply under tenant services, because in

[Traduction]

La présidente: Collaborez-vous avec les organismes provinciaux, par exemple l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta?

M. Priddle: Oui, bien entendu. Nous avons énormément de respect pour cet Office et son expertise, et j'espère que cela est réciproque.

La présidente: J'en suis certaine.

M. Priddle: Je pourrais vous donner des exemples, madame la présidente. Par l'intermédiaire de notre bureau de Calgary, nous essayons d'évaluer les réserves de gaz dans toutes les provinces de l'ouest; bien entendu, 80 p. 100 ou plus de ces réserves se trouvent en Alberta. Nous procédons à une telle évaluation auprès de chaque pool, avec, bien entendu, un montant minimum. Nous collaborons également avec l'Office de conservation des ressources énergétiques afin d'être certains qu'au niveau technique, il n'y a aucun dédoublement des tâches. Nous considérons l'Office de conservation comme une source fondamentale de données sur les approvisionnements en pétrole, par exemple, car ces données pourraient avoir des répercussions sur l'utilisation des pipelines—point à propos duquel M. Gagnon a posé des questions—et donc, sur Interprovincial Pipe Line Limited.

La présidente: Avez-vous des contacts internationaux, monsieur Priddle?

M. Priddle: Oui. Nous entretenons de bons rapports avec tous les membres de la Federal Energy Regulatory Commission aux États-Unis. Cette commission, comme la plupart des tribunaux américains, respecte la règle *ex parte* et nous ne pouvons discuter avec elle, et nous ne devrions d'ailleurs pas le faire, des délibérations devant elle, par exemple en ce qui a trait aux points qui touchent les pipelines et qui pourraient concerner le gaz canadien. Nous entretenons donc des rapports généraux, mais aucune des parties ne prend part à des négociations sur les pipelines nécessitant notre approbation. Nous devons prendre nos décisions d'après les preuves que nous avons devant nous.

La présidente: Merci. Monsieur Clay, avez-vous une question à poser à M. Priddle?

M. Dean Clay (rechercheur, Bibliothèque du Parlement): M. Harris aimerait poser une question, après quoi j'en poserais une, moi aussi, si cela vous convient.

M. Lawrence Harris (rechercheur du Comité): Merci. En fait, je voudrais poser trois brèves questions et revenir quelques instants sur les documents du budget des dépenses.

À propos des fonds non utilisés, dont a parlé M. Gagnon, je crois qu'en dehors du programme de réaménagement des effectifs, l'allocation pour dépenses imprévues est la raison pour laquelle il existe des fonds non utilisés au cours d'une année. Je voudrais en fait me pencher sur l'exemple des renovations. Il me semble que cela devrait tomber sous le coup des services au locataire,

[Text]

1986-87 tenant services were \$148,000; they went up last year to \$260,000 and now to \$394,000. So is that not an explicit category, as far as your accounting is concerned?

Mr. Glass: If I may, Madam Chairman, I will ask Mr. Ganim to respond to that in a minute. But I think the cost of renovations, as I recollect, is in the order of \$300,000. So it would be significantly more than the increase. But I will ask Mr. Ganim to speak to that question.

Mr. Ganim: On page 7, figure 1 talks about the lapse in 1987-88. The main reason for the lapse in 1987-88 was as a result of the Work Force Adjustment exercise. In the 1986-87 lapse—and that is on page 11, figure 2—again it was partially due to the Work Force Adjustment exercise. That is the one that started with the government's announcement back in 1985-86. The lapse of \$642,000 referred to on page 12 talks about things that just did not materialize, such as the planned expenditures for focused management audits, which was figured at \$300,000, and some work to be done on program evaluation and internal audit, and a general reduction in travel costs. So there is still within the total O and M budget a significant amount of money which is earmarked for some things to happen that may happen but are not yet happening. Focused audits has been delayed by the board, deferred, and may come up again. We never know when the board will decide to have a focused audit of a company, and they are very expensive.

So there are a number of things that have happened throughout. There have been a number of cost-saving exercises going on. As you reduce staff, telephone costs go down and so forth. And we have not really adjusted our O and M budget to reflect any of these reductions. This is an exercise we will be going through in 1990-91 and at that time there may be an opportunity to cut down the reserve or the amount we are lapsing, because we are lapsing a significant amount of money.

Mr. Harris: Two other questions, then. Is there not some sort of delay or problem at the moment with these renovations that effectively make them much more expensive in terms of hold-ups that are preventing you from getting on with the job? Would it be fair to say that you are either paying rent twice, or effectively not being able to realize the savings that would be brought about by these renovations because you are not able to get on with the work?

Mr. Ganim: The total allocated to the board in the Trebla Building was based on about 466 person-years. As the board started to reduce its staff, we started a need for rationalizing our accommodation in the Trebla Building. In doing that, in terms of problems, we have encountered a few questions about how do you go about doing it and getting it down.

[Translation]

car en 1986-1987 ces services se sont élevés à 148,000\$; ils sont passés l'année dernière à 260,000\$ et se situent maintenant à 394,000\$. Il ne s'agit donc pas d'une catégorie précise en ce qui a trait à votre comptabilité.

M. Glass: Avec votre permission, madame la présidente, je demanderai à M. Ganim de bien vouloir répondre dans quelques instants à cette question. Je crois toutefois, si ma mémoire est bonne, que le coût des renovations est de l'ordre de 300,000\$. Ils seraient donc beaucoup plus importants que l'augmentation. Je vais toutefois demander à M. Ganim de parler de ce point.

M. Ganim: À la page 7, la figure 1 parle des fonds non utilisés en 1987-1988. La raison principale en est le programme de réaménagement des effectifs. En 1986-1987, les fonds non utilisés—reportez-vous à la page 11, figure 2—sont dus en partie au programme de réaménagement des effectifs. Il s'agit du programme lancé par le gouvernement en 1985-1986. Les fonds non utilisés de l'ordre de 642,000\$ dont il est question à la page 12, portent sur des choses qui ne se sont pas matérialisées, par exemple les dépenses prévues pour les vérifications de gestion, évaluées à 300,000\$, et certains travaux à effectuer sur l'évaluation des programmes et la vérification interne, et une réduction générale des frais de déplacement. Il existe donc toujours dans le budget total F et E une grosse somme destinée à certaines choses qui pourraient bien se matérialiser mais qui ne se sont pas encore produites. Les vérifications dont je viens de parler ont été reportées par l'Office, et pourraient bien avoir lieu un peu plus tard. Nous ne savons jamais quand l'Office décide de procéder à une vérification d'une entreprise, et de telles vérifications coûtent très cher.

Un certain nombre de choses se sont produites qui ont permis d'économiser des sommes. Au fur et à mesure que vous compressez les effectifs, les frais de téléphone diminuent, etc. Nous n'avons pas vraiment rajusté notre budget F et E afin de tenir compte de ces réductions. Il s'agit là du genre de chose que nous allons faire en 1990-1991, époque à laquelle il sera peut-être possible de réduire la réserve ou bien le montant des fonds non utilisés qui sont plutôt élevés.

M. Harris: J'aurais deux autres questions à vous poser. Est-il vrai qu'il existe des problèmes ou des retards à l'heure actuelle en ce qui a trait à ces renovations, ce qui les rend en quelque sorte plus chères, ce qui ne vous permet pas d'effectuer le travail? Est-il juste de dire, soit que vous payez deux fois le loyer, soit que vous n'êtes pas en mesure d'effectuer les économies qu'entraîneraient ces renovations car vous ne pouvez procéder aux travaux?

M. Ganim: Le montant total affecté à l'Office à l'édifice Trebla reposait sur environ 466 années-personne. Puisque l'Office a commencé par comprimer ses effectifs, nous avons rationalisé en quelque sorte nos installations à l'édifice Trebla. En agissant de la sorte, nous avons dû régler certains problèmes.

[Texte]

When we announced the Work Force Adjustment, although we were reducing by 65 person-years, people actually did not leave. We did want to put people out of an office, so we really could not take any action until people actually left the board. It was decided internally that we could not just put these people out; they are surplus but they are board employees for a year, or until they find suitable employment elsewhere. We have to house them.

It has taken a lot more time to move these people of the Trebla Building and getting our own plans in place to really do the rationalization of space. Hopefully, this year, with a submission to Treasury Board that will be going over this month, we will be at a point to carry out those renovations this year.

• 1655

Mr. Glass: Madam Chairman, perhaps I might add to that answer. Yes, we could have moved faster if we could have gotten approvals faster. If under the Treasury Board secretariat's policy of increased management authority and accountability we did not have to wait for months and months for what looked to be fairly straightforward approvals, we could have moved more quickly.

Mr. Harris: Can you explain to us in very brief terms what the focused audits are for, to whom they apply and under what circumstances? Also, is there any plan to proceed with any of these which have been placed on hold?

Mr. Jean-Guy Fredette (Vice-Chairman, National Energy Board): I think I may attempt to address that as my maiden speech in this place. I may not be able to address it fully, but anyway, it can be complemented.

The focused audits are audits that are made more to assess how regulated companies manage their affairs in a general way. They are not the accounting type of audit as much as they are a management type of audit. It was determined that focused audits would be undertaken as a result of findings at hearings dealing with either facilities or tolls or whatever. In a hearing, if it were determined that an area of activity in a company was required to be looked at, then a focused audit would be decided out of that hearing. We have not had that need to date, and that is probably why we have not undertaken one yet.

Mr. Clay: Perhaps I could get a clarification and then pose a question. As for the answer to Mr. Porter's question regarding program evaluation, I did not follow

[Traduction]

Lorsque nous avons annoncé le programme de réaménagement des effectifs, bien que nous ayons supprimé 65 années-personne, aucun employé n'a véritablement quitté les lieux. Nous voulions que certaines personnes quittent des bureaux, mais nous ne pouvions agir tant que ces personnes n'avaient pas quitté l'Office. Il a été décidé à l'Office même qu'il n'était pas possible de mettre ces personnes dehors, qui sont certes des excédentaires mais néanmoins des employés de l'Office pour un an, ou jusqu'à ce qu'elles se trouvent un autre emploi convenable ailleurs. Nous nous devons donc de les héberger.

Il a fallu beaucoup plus de temps pour faire partir ces personnes de l'édifice Trebla et mettre en place nos propres plans afin de procéder à la rationalisation des locaux. Nous espérons toutefois, cette année, dans une présentation au Conseil du Trésor que nous enverrons ce mois-ci, être en mesure de procéder à ces rénovations au cours de l'année.

M. Glass: Madame la présidente, j'aimerais ajouter quelques points. Oui, nous aurions pu en effet procéder plus rapidement si nous avions pu obtenir plus rapidement les approbations. Si nous n'avions pas été dans l'obligation d'attendre durant des mois et des mois, en vertu de la politique du secrétariat du Conseil du Trésor relative à des pouvoirs et responsabilités de gestion accrues, pour obtenir des approbations qui semblaient tout à fait normales, nous aurions pu agir beaucoup plus rapidement.

M. Harris: Pouvez-vous nous expliquer brièvement à quoi servent les vérifications, qui elles concernent et dans quelles circonstances elles ont lieu? D'autre part, est-il prévu de procéder aux vérifications qui sont en suspens?

M. Jean-Guy Fredette (vice-président, Office national de l'énergie): Je vais essayer de répondre à cette question à l'occasion de mon premier discours dans ces lieux. Peut-être ne pourrai-je y répondre entièrement, auquel cas on pourra alors y apporter des précisions.

Les vérifications focalisées sont des vérifications qui servent davantage à évaluer la façon dont les entreprises soumises à des règlements gèrent leurs affaires. Il ne s'agit pas d'une vérification comptable mais plutôt d'une vérification de gestion. Il a été décidé d'entreprendre de telles vérifications à la suite des conclusions des audiences sur les installations, les frais de transport, etc. Et s'il est décidé, au cours d'une audience, de procéder à un examen d'un secteur d'une entreprise, on opte alors pour une vérification focalisée. Il ne nous a pas été nécessaire de procéder à de telles vérifications jusqu'à présent, et c'est peut-être bien pourquoi nous n'en avons pas encore effectué.

M. Clay: J'aimerais d'abord obtenir une explication, après quoi je poserai une question. Je n'ai pas suivi entièrement la réponse apportée à la question de M.

[Text]

all of that response. Mr. Glass, when you said that the Comptroller General had accepted the pilot study of the regulation of electric power exports as a property evaluation, was it accepting it simply in itself as an example, or was it accepting that as a model for other evaluations by the board of its other activities?

Mr. Glass: It was accepting it as progressing towards bringing their view and our view much closer together. This is a letter from the Deputy Comptroller General, Mr. Guy Leclerc, on that, in which he says:

We concur with your view that the issues addressed in the pilot project electricity exports inquiry were substantively the kinds of issues that should be addressed in a program evaluation.

They go on to say that they thought it was a timely and useful evaluation.

So we said to them: here is a pilot project; let us work on it together and see if you think this looks like an evaluation. They have come back to us and said, yes, they think this looks a lot like an evaluation.

Our position with them is that we do a lot of things that are program evaluation. We do program evaluations per se, particularly at the staff level, where we can do program evaluations that are similar to the evaluations done in any department. Our hearing process is public and our documents are all open, and so in a sense we are continually being evaluated by the public and by the energy sector.

Most importantly, we report to Parliament. We have annual reports; we have the estimates; we appear before a committee, and we expect parliamentarians to tell us if they think somehow what we are doing is outside the act or inconsistent with the intent and the spirit of the act.

We think we are a little different from your average department in that our act explicitly, and for reasons that are well known and consistent with Canadian practice, envisages members who make decisions, members who are appointed for seven years through Order in Council appointments, members who are not subject to direction on specific items before them, members whose decisions are not appealable except on points of law of jurisdiction. Clearly, the legislation envisages the members making decisions in an independent way, beyond the influence of the kinds of things that influence normal officials.

So my view, as the chief of operations—and it has been the view of the board and the past three chairmen of the board—is that for us to ask technical financial people, auditors or evaluators, to evaluate the outputs of the National Energy Board, the decisions of members of the National Energy Board would really be inconsistent with the intent of the legislation.

[Translation]

Porter sur l'évaluation des programmes. Monsieur Glass, vous nous avez dit que le contrôleur général avait accepté l'étude pilote des règlements sur les exportations d'électricité comme une évaluation foncière; toutefois, avait-elle été simplement acceptée comme exemple ou bien comme modèle pour d'autres évaluations de la part de l'Office de ses autres activités?

M. Glass: Il s'agissait d'une sorte d'étape en vue d'un rapprochement de leurs points de vue et des nôtres. Dans une lettre du sous-contrôleur général, M. Guy Leclerc, à ce sujet, on peut lire ce qui suit:

Nous sommes d'accord avec vous pour reconnaître que les points dont il est question dans le projet pilote sur les exportations d'électricité sont essentiellement les mêmes que ceux qu'il faudrait aborder dans le cadre d'une évaluation de programme.

On peut lire par la suite que cette évaluation est utile et arrive au moment opportun.

Nous leur avons dit: voici un projet pilote, travaillons ensemble dessus et voyez si à votre avis cela ressemble à une évaluation. Ils nous ont répondu qu'en effet cela ressemble bien à une évaluation.

À leurs yeux, nous effectuons ce qu'ils considèrent comme étant des évaluations de programmes. Nous en effectuons particulièrement en ce qui a trait au personnel. Ces évaluations de programmes sont semblables à celles entreprises dans n'importe quel ministère. Nos audiences sont publiques, de même que nos documents, nous sommes ainsi continuellement évalués et par le public et par le secteur de l'énergie.

Nous faisons également rapport au Parlement, ce qui est un point très important à noter. Nous produisons en effet des rapports annuels et le budget des dépenses; nous nous présentons devant un comité et nous attendons des parlementaires qu'ils nous disent si, à leur avis, ce que nous faisons dépasse le cadre de la loi ou bien n'est pas conforme à l'esprit ou à la lettre de la loi.

Nous pensons être quelque peu différents des autres ministères en ce sens que notre loi, pour des raisons tout à fait conformes à la pratique canadienne, précise que nos membres prennent des décisions, sont nommés pendant sept ans par décrets, ne font pas l'objet de directives sur des points particuliers et que leurs décisions ne peuvent faire l'objet d'un appel, sauf sur des points de droit ou de compétence. Il ne fait aucun doute que la loi considère que nos membres sont en quelque sorte indépendants parce qu'ils prennent leurs décisions, et qu'ils ne sont pas soumis à l'influence de certaines choses, comme c'est le cas par exemple des responsables d'autres ministères.

Je suis donc d'avis, en tant que directeur exécutif—et mon point de vue est d'ailleurs celui de l'Office et des trois derniers présidents—que si l'on demandait à des spécialistes, à des vérificateurs ou à des évaluateurs, d'évaluer le rendement de l'Office national de l'énergie, les décisions des membres de l'ONE seraient véritablement incompatibles avec l'intention de la loi.

[Texte]

[Traduction]

• 1700

We believe the intent of the legislation is that he who hears, decides. I am the one who would be accountable for this, reporting to the chairman. Program evaluation is the prerogative of management. For me to be evaluating the decisions of the members I work for would really be a bit of nonsense and career-inhibiting.

The Chairman: We do it every day.

Mr. Glass: So I am not doing it and I will not do it, unless I am instructed to by the chairman. But there are all kinds of other things we do to ensure our activities and programs are consistent with the statute. We are prepared where we can—and this includes all the activities of the staff and such outputs as demand supply reports and whatnot—to apply the normal methodology.

We do think the independence and statutory status of the members, and the fact that they are accountable to Parliament deserves some recognition in our procedures. I think there is a lot of flexibility on the part of the Office of the Comptroller General, without putting words in their mouths. It is not for me to determine what their policies are. I think we are going to be able to come up with something which is consistent with their policy and respects our statutory independence.

Mr. Clay: Madam Chairman, my other questions were of a factual nature, and I will pose them privately to the board in order not to delay the next witnesses.

The Chairman: All right. Thank you very much. On behalf of the committee, Mr. Priddle, I want to thank you and your colleagues very much. I certainly congratulate you for the excellent job the board has done. We appreciated hearing from Miss Fraser and Mr. Glass, as well as Mr. Fredette on his maiden speech. That was wonderful. Mr. Klenavic and Mr. Ganim, thank you very much for being here. We certainly appreciate it.

This committee will suspend for about two minutes, and we will reconvene with the Atomic Energy Control Board. Thank you.

• 1702

• 1707

The Chairman: We reconvene the meeting and, under our Orders of the Day, the main estimates for 1988-89. We are doing vote 40 under the Atomic Energy Control Board.

We are very pleased to welcome witnesses from the Atomic Energy Control Board this afternoon. We certainly always enjoy your presentations before the committee and I would like to introduce Mr. René Lévesque. Welcome to you and your colleagues. Our consultant is Dean Clay and we have Mr. Robert Porter from Medicine Hat and Mr. Paul Gagnon from Calgary

Nous sommes convaincus que l'objet de la loi est de permettre à celui qui écoute de décider. Je suis celui qui sera responsable de tout cela et qui relève du président. L'évaluation des programmes est la prerogative de la direction. Ce serait ridicule si je devais évaluer les décisions des membres pour lesquels je travaille.

La présidente: C'est ce que nous faisons tous les jours.

M. Glass: Ce n'est pas mon cas et je ne le ferai pas, à moins d'en être prié par le président. Nous faisons par contre bien d'autres choses pour nous assurer que nos programmes et projets sont conformes à la loi. Nous sommes prêts à suivre la méthode normale, et cela inclut tous les programmes du personnel et par exemple des rapports sur la demande et l'offre, etc.

Selon nous, le caractère indépendant des membres, qui est reconnu par la loi, et le fait qu'ils relèvent du Parlement, doit être pris en compte dans nos méthodes. Je crois qu'il existe une grande souplesse au bureau du contrôleur général, sans vouloir pour autant parler à sa place. Ce n'est pas à moi d'arrêter ses orientations. Je crois que nous serons en mesure d'en arriver à quelque chose de conforme à sa politique qui respectera par la même occasion notre indépendance légale.

M. Clay: Madame la présidente, mes autres questions portent sur des points pratiques, et je les poserai en privé à l'Office afin de ne pas retarder les témoins suivants.

La présidente: Parfait. Je vous remercie beaucoup. Monsieur Priddle, au nom du Comité, je tiens à vous remercier vous et vos collègues. Je vous félicite de l'excellent travail de l'Office. Nous avons également grandement apprécié les observations de M^{lle} Fraser et de M. Glass, ainsi que celles de M. Fredette pour son premier discours. Monsieur Klenavic et monsieur Ganim, je vous remercie également d'être venus devant nous.

Le présent comité va lever ses travaux pendant deux minutes environ et les reprendra avec la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Merci.

La présidente: La séance est réouverte; à l'ordre du jour nous avons le Budget principal des dépenses 1988-1989, notamment le crédit 40 concernant la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

Cet après-midi, nous avons le plaisir renouvelé d'accueillir des témoins de la Commission: je vous présente M. René Lévesque, et je souhaite la bienvenue à M. Lévesque ainsi qu'à ses collègues. Voici notre expert-conseil, Dean Clay, ainsi que M. Robert Porter de Medicine Hat et M. Paul Gagnon de Calgary-nord. Nous sommes très heureux de vous voir comparaître devant le

[Text]

North. We are very pleased to have you. I understand you have a presentation and then after that, we perhaps could ask a few questions.

Mr. René J.A. Lévesque (président, Commission de contrôle d'énergie atomique): Merci beaucoup, madame la présidente. Je suis vraiment très heureux de me présenter à nouveau devant votre Comité. La Commission de contrôle d'énergie atomique, en tant qu'organisme créé par le Parlement, a comme responsabilité fondamentale de tenir les parlementaires au courant de ses activités et de ses défis.

Pour m'aider à fournir les renseignements exacts et complets, j'ai demandé aux cadres supérieurs suivant de la Commission de m'accompagner: M. Zigmund Domaratzki, directeur général de la réglementation des réacteurs; M. David Smythe, directeur général de la réglementation des matières nucléaires et des radioéléments; M. Robert Blackburn, directeur de la planification et de l'administration; M. John Beare, directeur de la recherche et de la radioprotection; et, M. Paul Hamel, secrétaire de la Commission.

Si vous me le permettez, madame, je leur demandais de m'aider à répondre à vos questions dès que j'aurai terminé mon exposé.

Depuis plusieurs années, nous avons utilisé le préambule de la Loi sur le contrôle de l'énergie atomique pour présenter le mandat de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Récemment, toutefois, nous avons élaboré une déclaration de principe qui, selon nous, décrit mieux le rôle fondamental de la Commission. La voici:

Assurer que les Canadiens profitent des utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire sans risque indu pour leur santé, leur sécurité, la sécurité matérielle et l'environnement.

Ce mandat est assuré tant au niveau national qu'international et l'ombre sinistre de l'accident de Tchernobyl est toujours là pour nous rappeler ce qui peut arriver si ce mandat n'est pas respecté.

L'organisme qui a été créé pour poursuivre cette mission de grande portée et de toute première importance n'est pas imposant en nombre, mais il est compétent selon plusieurs observateurs impartiaux. Ce qui lui manque en profondeur, il le compense par le dévouement et la diligence de ses employés qui font preuve de fierté et de loyauté dans leurs tâches. Le tableau est donc des plus rassurants.

En me présentant devant vous, je voudrais en premier lieu parcourir la Partie III du Budget des dépenses, puis aborder certaines questions d'actualité qui ont des répercussions sur la situation actuelle et future de la Commission. Je voudrais parler ensuite de l'efficacité de la CCEA, avant de conclure.

[Translation]

Comité. Veuillez nous lire votre exposé, après quoi nous allons vous poser quelques questions.

Mr. René J.A. Lévesque (President, Atomic Energy Control Board): Thank you very much, Madam Chairperson. It is a pleasure to be back before this committee once again. The Atomic Energy Control Board, as a creature of Parliament, has a fundamental responsibility to keep parliamentarians well informed of its activities and its challenges.

To assist me in providing information that is both accurate and complete, I have with me the following senior members of the AECB staff: Mr. Zigmund Domaratzki, Director General, Directorate of Reactor Regulation; Mr. David Smythe, Director General, Directorate of Fuel Cycle and Materials Regulation; Mr. Robert Blackburn, Director, Planning and Administration Branch; Mr. John Beare, Director, Research and Radiation Protection Branch; and Mr. Paul Hamel, Secretary to the Board.

With your agreement, I shall ask these gentlemen to assist me in responding to your questions when my opening remarks are completed.

For many years we have used the preamble to the Atomic Energy Control Act to introduce just what it is the AECB does. Recently, however, we developed this mission statement, which we feel captures the essence of the Board's mandate.

To ensure that Canadians can benefit from the peaceful uses of nuclear energy without undue risk to health, safety, security and the environment.

This mission is pursued at both national and international levels—Chernobyl stands as a grim reminder of the consequences of not fulfilling this mission effectively.

The organization that has been established to pursue this far-reaching and vital mission is not large, but is competent according to a number of impartial observers. What it lacks in depth, it makes up for in the dedication and diligence of its staff, who bring a pride and loyalty to their work that is more than reassuring.

In this presentation I shall first briefly go over the Estimates, Part III, and then touch upon a number of current issues that have ramifications for the Board's present and future. Following that, I shall address the question of AECB effectiveness and then conclude.

[Texte]

[Traduction]

• 1710

Regardons d'abord la Partie III du Budget des dépenses pour la présente année fiscale.

Les articles les plus importants du programme de 1988-1989 sont les suivants:

—l'examen de sûreté pour la mise en service du premier des quatre réacteurs nucléaires de la centrale de Darlington continuera de représenter pour nous une activité importante;

—des études indiquent que les tubes de force des réacteurs se détériorent plus rapidement que prévu. La Commission exige actuellement des titulaires de permis qu'ils révisent leurs plans d'inspection et certains tubes de force ont déjà été remplacés plus tôt que prévu;

—en troisième lieu, si le gouvernement décide d'acquérir une flotte de sous-marins à propulsion nucléaire, la CCEA jouera un rôle sur le plan de la sûreté nucléaire. (Je voudrais d'ailleurs apporter une correction à ce sujet aux pages 6 et 13 du Budget des dépenses, la référence au rôle de la Commission par rapport aux sous-marins nucléaires devrait être formulée moins catégoriquement.) Je crois que nous y participerons, mais j'ignore encore à quel titre.

—la CCEA examinera les présentations des titulaires de permis de réacteurs CANDU pour assurer que les réacteurs nucléaires canadiens ne présenteraient aucun danger indu s'il devait survenir un accident ayant certaines caractéristiques majeures de l'accident de Tchernobyl;

—à la demande du Conseil du Trésor, la CCEA établira un barème de droits de délivrance de permis, ainsi que les mécanismes administratifs pour recouvrer le coût de la délivrance des permis, dans le cadre de l'étude faisabilité sur le recouvrement des coûts.

Par rapport à l'année précédente, les besoins financiers de 1988-1989 dépassent à peine 1 million de dollars, soit 4,4 p. 100 d'augmentation. L'augmentation s'explique principalement par l'effet net de:

—l'augmentation du budget de réinstallation du laboratoire de la CCEA (qui devrait être terminée d'ici le 31 mars 1989);

—l'augmentation du Programme à l'appui des garanties pour compenser la réduction du financement de l'EAEL. La contribution à l'Agence internationale de l'Énergie atomique a augmenté conformément à l'accord du Programme à l'appui des garanties. Malheureusement, cette augmentation se fait au dépens de la diminution correspondante du financement de notre Programme d'études normatives et d'appui à la réglementation pour les activités liés à la santé et à la sécurité;

—l'augmentation des coûts en personnel (traitements et avantages sociaux des employés) en 1988-1989;

First, a brief look at the Estimates, Part III, for the current fiscal year.

Key items of significance to the program for 1988-89 are as follows:

—Safety review for startup of the first of four power reactors at the Darlington nuclear generating station will continue to be a major activity;

—Studies indicate that reactor pressure tubes are deteriorating more rapidly than expected. The AECB is requiring licensees to revise their inspection plans. This has resulted in earlier-than-expected replacement of tubes;

—Should the government decide to acquire a fleet of nuclear submarines, the AECB may play a role in assuring their nuclear safety. (I should note a correction here. On pages 6 and 13 of the Estimates document, the reference to the Board's role should be worded less categorically.) I think that we will be involved, but how is not clear;

—The AECB is reviewing submissions from Candu reactor licensees to ensure that Canadian nuclear reactors will present no undue hazard if an accident having some of the major characteristics of Chernobyl should occur;

—At Treasury Board's request, the AECB will develop a schedule of licensing fees as well as the administrative machinery to recover the cost of licensing, as part of a feasibility study on cost recovery.

Highlighting the changes from the previous year, the financial requirements for 1988-89 are just over \$1 million, or 4.4% higher than the 1987-88 expenditure forecast. This increase is due primarily to the net effect of:

—An increase in the laboratory relocation budget and equipment costs. Relocation is anticipated to be completed by March 31, 1989;

—An increase in the safeguards support program to compensate for a reduction in funding by AECL. As well, the contribution to the IAEA was increased in accordance with the safeguards support program agreement. Unfortunately, this increase is at the expense of a corresponding decrease in funding for our regulatory research and support program for health and safety activities;

—The 1988-89 increase in personnel costs (salaries, wages, and employee benefits);

[Text]

— il y a une diminution: la diminution de trois années-personnes et des coûts connexes par suite de la réduction générale des années-personnes effectuée dans le budget de mai 1985;

— l'augmentation des autres frais de fonctionnement et frais généraux;

— l'augmentation des frais de fonctionnement en raison de changements dus aux montants imputés sur la base du marché par le ministère des Travaux publics;

— et une légère augmentation nette dans la catégorie des frais divers.

En résumé, la Commission s'occupe actuellement des questions suivantes:

— deux problèmes importants des centrales nucléaires préoccupent la CCEA, soit la détermination accélérée des tubes de force qui a endommagé la tranche no. 2 de la centrale Pickering, en 1983, et l'examen de la centrale Darlington avant que le permis d'exploitation soit délivré. Certains points sont toujours en litige;

— deuxièmement, la question des déchets nucléaires de faible et haute activités comporte des problèmes techniques que l'industrie doit résoudre et que la CCEA doit examiner, mais il est de plus en plus clair que ce sont les questions d'ordre sociopolitique, plutôt que technique, qui créent le plus de problèmes. À la fin d'avril, deux de mes collègues et moi avons tenu une réunion publique au sujet du renouvellement du permis d'une installation de gestion de déchets controversée, près de Port Hope, c'est-à-dire à Port Granby, en Ontario. Je m'attends que nous reprenions plus souvent à l'avenir ce genre de long, mais important, exercice de contact plus étroit avec le public;

— dans le contexte sociopolitique du rôle de la CCEA, doivent entrer en ligne de compte les initiatives de réforme de la réglementation que le présent gouvernement a mises de l'avant et que plusieurs études ont recommandées: la transparence, la visibilité, la taille et la composition de la Commission, le processus décisionnel sont autant de questions impossibles à résoudre avec les ressources actuelles;

• 1715

— la politique du gouvernement sur le recouvrement des coûts a ajouté à nos activités une nouvelle dimension dont nous traiterons au cours de l'année devant nous;

— en dernier lieu, nous devons faire face aux conséquences de la réduction d'effectif. Je ne crois pas qu'il soit nécessaire d'insister trop lourdement sur les répercussions d'avoir quelques postes en moins dans un organisme aux ressources humaines déjà si peu nombreuses.

Vous avez sans doute entendu dire que le gouvernement de l'Ontario avait publié récemment le rapport de l'étude d'un an de M. Hare sur la sûreté des réacteurs nucléaires de cette province. Plusieurs conclusions touchent directement la Commission.

[Translation]

— A decrease of three person-years and associated costs as a result of the general person-year reduction initiated in the May 1985 budget;

— An increase in other operating and overhead costs;

— An increase in operating costs because of changes due to the Department of Public Works market-based charging; and

— A small net increase in the miscellaneous category.

In brief, the current issues facing the Board are:

— Two major problems at nuclear generating stations will occupy the AECB: The accelerated deterioration of pressure tubes, which caused the damage to Pickering Unit II in 1983; and the review of the Darlington plant before it starts operating. There main a number of contentious issues;

— Nuclear waste management in both the low-level and high-level areas involves technical issues that the industry must resolve and the AECB must review. It is increasingly apparent that socio-political concerns, not technical issues, are the major problem. At the end of April, I and two of my Board colleagues presided at a public meeting prior to the relicensing of a controversial radioactive waste management facility in Port Granby, near Port Hope, Ontario. I expect we will be repeating this type of time-consuming, but important exercise in public contact more often in future;

— Related to the socio-political aspects of the AECB role are the regulatory reform initiatives that have been brought forward by the current government and promoted by various studies: Openness, visibility, the size and make-up of the Board, the decision-making process, all matters that cannot be adequately resolved with current resources;

— The government policy of cost recovery has imposed a new dimension on our activities that we will be addressing in the coming year;

— Finally, we are faced with the effect of downsizing. I hardly need to emphasize the impact of the loss of even a few positions on an already very lean organization.

Members may be aware that the Ontario government has recently published Dr. Hare's report on his one-year study into the safety of reactors in Ontario. A number of his findings deal with the AECB.

[Texte]

La CCEA est généralement bien cotée dans les conclusions du rapport Hare. Elle apparaît comme un organisme de réglementation efficace dont les pouvoirs sont suffisants. Le rapport ne critique pas l'orientation technique actuelle de la CCEA, compte tenu des ressources dont elle dispose. Il reste cependant que sa visibilité face à la population canadienne et son personnel sont insuffisants.

Le rapport Hare et ses annexes comprennent plusieurs recommandations au sujet de la Commission:

- la CCEA devrait conserver ses pouvoirs actuels;
- l'effectif de la CCEA devrait être augmenté (on y qualifie notamment la réduction d'effectif de geste imprudent et aberrant);
- la Commission devrait compter plus de membres;
- les comités consultatifs indépendants de la Commission, soit le Comité consultatif de la radioprotection et le Comité consultatif de la sûreté nucléaire, devraient obtenir plus de ressources
- les rapports entre Ontario Hydro et la CCEA devraient être moins officieux;
- les exigences et les normes de la Commission devraient être mieux documentées;
- la CCEA doit accroître sa visibilité;
- et la Loi sur la responsabilité nucléaire devrait être modifiée pour augmenter la couverture financière et prolonger le délai des réclamations.

Quittons maintenant le rapport Hare. Nous avons mis au point une équation pour décrire comment divers facteurs fondamentaux agissent entre eux pour produire des résultats qui attestent de l'efficacité de la CCEA. Sauf dans le cas des demandes, les articles du premier groupe sont assez bien établis et tombent surtout sous la juridiction de l'institution elle-même. Les demandes peuvent varier, bien entendu, selon les développements de l'industrie nucléaire et les attentes de la société par rapport à l'organisme de réglementation nucléaire.

Avec une certaine confiance, mais sans aucune complaisance, nous croyons que le deuxième groupe de facteurs est assez bon. Nous avons effectué des évaluations internes et nous remédions aux lacunes en assurant la formation nécessaire et en prêtant attention aux questions critiques pour la meilleure efficacité possible des employés.

C'est au niveau du troisième facteur, c'est-à-dire des ressources, que les améliorations sont le plus souhaitables afin de maximiser la somme de l'efficacité à droite de l'équation. C'est malheureusement ce que nous maîtrisons le moins.

Les ressources représentent une question que j'ai examinée avec le plus grand soin depuis ma nomination comme président de la CCEA, il y a maintenant huit mois et demi. J'ai l'impression que nous ne sommes pas aussi

[Traduction]

Dr. Hare's conclusions include a reasonably good report card for the AECB. The agency is described as an effective regulator with sufficient powers. There was no quarrel with its current technical orientation, given the resources at its disposal. However, the AECB's visibility to the Canadian public is insufficient, and it does not have sufficient staff.

The Hare Report, with its associated appendices contains a number of recommendations pertaining to the Board:

- The AECB should retain its present powers;
- The staff complement should be increased (downsizing was referred to as "unwise" and "ludicrous");
- The Board should be expanded to include more members;
- The Board's independent advisory committees, the Advisory Committee on Nuclear Safety and the Advisory Committee on Radiological Protection, should be allocated more resources;
- The relationship between Ontario Hydro and the AECB should be more formal;
- The Board's requirements and standards should be documented more fully;
- The AECB must increase its visibility; and
- The Nuclear Liability Act should be amended to increase the financial coverage and to extend the deadline for claims.

Turning from the Hare Report, we have developed a relationship equation to describe how various pivotal factors combine to produce results—results that bear witness to the effectiveness of the AECB. Except for "demands", the items in the first grouping are reasonably well established, and are essentially under the control of the institution itself. Demands may fluctuate, of course, depending on developments in the nuclear industry and on society's expectations from its nuclear regulatory body.

With some confidence, but certainly no complacency, we believe that the second group of factors is reasonably good. Internal evaluations have been conducted, and shortcomings are being overcome through training and close attention to matters that are critical to optimum staff effectiveness.

It is the third factor that we suggest has the most potential for improvement, in order to maximize the effectiveness sum on the right. It is the one over which we have the least control.

The matter of resources is something I have been examining very carefully during the 8.5 months I have been AECB president. It is my impression that in certain areas we may not be as thorough as we would like, and

[Text]

exhaustifs que nous voudrions l'être dans certains domaines et que nous devons dépendre un peu trop sur l'industrie que nous réglementons. Le problème fondamental semble être attribuable au manque de ressources humaines, comme le soulignait la Commission Hare. Toutefois, de meilleures ressources financières permettraient, entre autres, de faire plus souvent appel à des services professionnels indépendants pour certaines exigences spéciales ou ponctuelles.

Toutes proportions gardées, il est intéressant de noter que le roulement annuel d'effectif à lui seul de la Nuclear Regulatory Commission, l'Équivalent de la CCEA aux États-Unis, est présentement égal à l'effectif total de la CCEA. Lors de ma récente visite en France et en Grande-Bretagne, j'ai eu l'occasion de confirmer mon opinion que les ressources disponibles pour réglementer l'industrie nucléaire au Canada ne sont pas à la hauteur des autres pays. Et le prochain acétate montre une comparaison entre la Commission américaine et la nôtre. Je la montre pour que vous puissiez comparer: pour les réacteurs, le nombre de personnes est 2,200 et nous en avons 120. Le nombre de réacteurs sous contrôle est de 121 aux États-Unis et de 22 ici. C'est un facteur simple. Mais le nombre d'employés par réacteur est 18,5 aux États-Unis et il est de 4,5 ici. Le budget de recherche, qui est de 110 millions de dollars américains, soit 140 millions de dollars canadiens, est de 4 millions de dollars ici. Par contre, je dois signaler qu'il y a des différences de fonctionnement. Nous en discuterons peut-être plus tard. Cependant, ces différences ne compensent pas complètement les autres différences qui existent.

• 1720

En ce qui concerne l'industrie nucléaire, le budget de la CCEA ne représente qu'environ la moitié du budget annuel que l'Énergie atomique du Canada Limitée consacre à la commercialisation et à l'administration seules, et est égal aux recettes que l'Hydro Ontario tire de la production d'électricité à la centrale nucléaire de Pickering en cinq jours environ.

L'impression de notre manque d'efficacité est la plus flagrante lorsque nous examinons nos capacités d'assurer les inspections de conformité des permis de radio-isotopes et l'évaluation des demandes de permis de réacteurs. En partie, nous devons faire face à une simple question de chiffres: comme il existe environ 5,000 permis, nous devons assurer une fréquence à la fois suffisante et efficace des inspections. Je me demande moi-même comment nous pouvons arriver à effectuer environ 3,000 inspections par année, mais cela ne suffit toujours pas.

Dans le domaine de l'évaluation de la sûreté des réacteurs, la centrale Darlington est un exemple éclatant du fait que le calendrier très serré d'un titulaire de permis pourrait compromettre des milliards de dollars des deniers publics pendant qu'un effectif moins que suffisant se démène pour évaluer littéralement des piles de documents techniques, y compris une évaluation probabiliste de sûreté en 20 volumes que l'Hydro Ontario

[Translation]

must depend a little too much on the industry we regulate. The fundamental problem would seem to be insufficient staff resources, as underlined by the Hare Commission. However, more financial resources would, among other things, permit a greater use of independent professional services for special or one-time requirements.

While we recognize the realities of scale, it is nevertheless instructive to note that at the Board's counterpart in the United States, the Nuclear Regulatory Commission, the annual staff turnover alone is equal to the total AECB complement. I have also recently visited France and Great Britain, and these visits have strengthened my conviction that the resources available for nuclear regulation in Canada do not measure up to those in other countries. The next slide shows a comparison between the Board and its American counterpart. You can see the comparison, the number of personnel dealing with reactors there is 2,200, while we have 120. The number of controlled reactors is 121 in the United States and 22 here. The proportion between these figures is easy to see; however, the number of employees per reactor in the United States is 18.5, while in Canada it is only 4.5. The American research budget is \$110 million U.S. or \$140 million in Canadian funds, while the Canadian research budget is \$4 million. However, I should point out that our operations differ. We may be able to talk about them later. Still, these differences do not completely take up the slack.

In industry-relative terms, the AECB's budget is about half what Atomic Energy of Canada Limited spends annually on marketing and administration alone, and is equivalent to Ontario Hydro's revenue from about five days' electricity production at the Pickering nuclear generating station.

Our sense that we have an effectiveness shortfall is most reinforced when we look at our capabilities in radio-isotope compliance inspection and the evaluation of reactor licence applications. In part, we are faced with a simple question of numbers: Dealing with some 5,000 licences, we must ensure that a reasonable, but effective, schedule of inspections is carried out. It is amazing even to me that we manage over 3,000 a year, but obviously this is not enough.

In the area of reactor safety evaluation, the Darlington Station is an example where, due to a licensee's tight business schedule, billions of dollars of public moneys may be at stake while a less than adequate staff complement struggles to assess literally piles of technical documentation, including a 20-volume probabilistic safety assessment produced for the first time in Canada by Ontario Hydro. We are within six months of Darlington's

[Texte]

vient de publier pour la première fois au Canada. Je dois vous faire observer que nous sommes à moins de six mois de la mise en service prévue de Darlington et que nous venons à peine de commencer à examiner cette étude importante. Ce type de travail ne peut se faire précipitamment, et l'une de nos tâches les plus importantes est justement de nous assurer que l'examen est complet et bien fait.

Étant donné ces lacunes, nous devons nous demander comment la Commission fera face efficacement aux nouvelles exigences qui lui sont imposées.

—Avec les ressources dont elle dispose actuellement, la Commission ne peut assurer une plus grande participation du public dans le processus de la réglementation nucléaire comme elle le préconisait il y a plus de 10 ans, pas plus qu'une grande visibilité auprès des Canadiens comme je l'ai proposé au début de mon mandat.

—Il faudrait que des modifications importantes surviennent pour que la Commission soit en mesure de traiter des considérations sociales (comme tout organisme plus représentatif), de s'écarter de décisions strictement techniques et d'avoir des activités autres que ses fonctions de délivrance de permis et de conformité. Bien que l'attention soit surtout fixée actuellement sur le risque du public, nous ne devons pas oublier que les personnes qui reçoivent les doses de rayonnement les plus importantes à cause des activités réglementées par la CCEA sont les travailleurs sous rayonnement, peu importe qu'ils se trouvent dans un établissement de gammagraphie, un hôpital ou un réacteur nucléaire. J'exclus ici les malades qui reçoivent des doses de rayonnement à des fins médicales parce que ces irradiations relèvent des médecins.

—L'indépendance par rapport à l'industrie nucléaire exige des dépenses supplémentaires en recherche thématique à l'appui de la réglementation, qui reste coûteuse.

—Le processus de sélection des sites pour la gestion des déchets peu radioactifs dans le rapport du groupe de travail intitulé *Opter pour la coopération*, nécessitera un nouvel engagement de ressources de la CCEA.

—La récente promulgation du *Règlement sur les mines d'uranium et de thorium* a fait ressortir le besoin d'une présence accrue de la CCEA en Saskatchewan.

—L'augmentation du nombre de membres de la Commission nécessiterait la modification de la Loi sur le contrôle de l'énergie atomique. La Commission se réunit déjà presque tous les mois pour traiter des affaires courantes.

—Sur la scène internationale, les installations canadiennes sont en partie responsables du prélèvement accru de fonds à partir des ressources déjà minces des garanties internationales. Des ressources supplémentaires sont nécessaires pour aider l'Agence internationale de l'énergie

[Traduction]

planned startup and have just begun to review this major study. This is not the sort of work that should be rushed, and it is a major task to ensure that it is done thoroughly and well.

Given these important shortfall areas, one must question how the new demands facing the board will be dealt with in an effective manner.

—There is a requirement for greater public involvement in the nuclear regulatory process, acknowledged by the Board itself more than 10 years ago, and a need to be more visible to Canadians. These are demands for which we are not sufficiently prepared in terms of resources at present.

—Fundamental changes will be necessary for the Board to deal with the social considerations of a more representative board, any departure from strictly technical decisions, and activities outside its licensing and compliance function. While attention is currently focused on public risk, we must not forget that the people who actually receive most radiation from activities controlled by the AECB are the workers who are occupationally exposed, whether in a radiography shop, a hospital or a nuclear reactor. (I exclude the patients who receive doses for medical purposes, because this aspect is controlled by the medical profession.)

—Independence from the regulated industry demands increased expenditures in regulatory, mission-oriented research, which is costly.

—The low-level waste management siting process recommended in the task force report *Opting for Co-operation* will require a new commitment of AECB resources.

—Following the recent promulgation of the *Uranium and Thorium Mining Regulations*, the need for a presence in Saskatchewan of the AECB has been identified.

—An enlarged board membership would require an amendment to the Atomic Energy Control Act; already the board is meeting almost monthly to deal with the business before it; and

—Finally, on the international scene, Canadian facilities are partly responsible for an increased draw on the also-stretched resources of international safeguards. Added resources are needed to support the International Atomic Energy Agency's application of safeguards in Canada, and

[Text]

atomique à appliquer les garanties au Canada et à assurer que l'uranium canadien exporté soit protégé correctement, où qu'il soit.

Face à ces défis de taille, nous avons mis au point un plan d'action qui commence aujourd'hui par votre examen de la Partie III de notre Budget des dépenses ou de ce que nous appelons notre «niveau minimal de survie».

Immédiatement après, j'en appellerai des mesures de réduction d'effectif en suspens qui, si elles étaient approuvées, priveraient la Commission de ressources humaines qu'elle ne peut pas se payer le luxe de perdre.

Par la suite, je demanderai à notre ministre et au Cabinet d'intervenir pour que nos années-personnes et notre budget soient augmentés.

• 1725

En guise de conclusion, je voudrais vous recommander d'approuver le budget des dépenses tel qu'il vous a été présenté. Je voudrais également faire appel à votre constant appui futur à mesure que nous nous efforcerons d'améliorer l'efficacité de la CCEA dans des domaines où nous nous y connaissons encore mal et où d'autres lacunes sont encore à prévoir.

Un grand défi s'ouvre à nous pour assurer que tous les Canadiens puissent profiter des utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire sans risque indu pour leur santé, leur sécurité, la sécurité matérielle et l'environnement. Nous devons aussi assurer notre présence à la barre et sur place pour le plus grand intérêt du public. Comme représentants élus du peuple, vous serez sans doute d'accord avec nous pour dire qu'il est capital que le public soit satisfait de ce qu'il voit chaque fois qu'il entre en contact avec nous et que notre visibilité est en jeu.

Mes collègues et moi sommes maintenant à votre disposition pour répondre à vos questions. Merci, madame la présidente.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Lévesque. We certainly appreciated your opening remarks and your comments. This committee has spent probably the last six or seven months on a study of nuclear energy, and we certainly appreciate hearing from you not only on the estimates but also on some of the concerns you have about the public safety and more exposure to the public of what you are doing.

Mr. Porter: Gentlemen, I welcome you here again on behalf of the committee. We look forward to your views on a number of areas.

You commented at the beginning on the accelerated deterioration of the pressure tubes at the Pickering plant. Would you care to comment on that? Was there an anticipation of this some time ago? Was it expected? Is this greatly accelerated compared to other locations? You

[Translation]

to help ensure that uranium exported from Canada is adequately safeguarded no matter where it may be.

Faced with these significant challenges, we have developed an action plan that effectively starts today with your favourable consideration of the Estimates, Part III, at what we might call "a sub-maintenance" or "subsistence" level.

Immediately thereafter, I shall be appealing the remaining downsizing actions that would shave from the board personnel resources it can ill afford to lose.

Subsequently, I shall pursue through our Minister and through Cabinet a significant increase in allocated person years and dollars.

In conclusion, I would like to recommend your endorsement of the estimates as presented. I would also call for your continuing support in the future as we make an all-out effort to improve the AECB's effectiveness in the areas in which we are now experiencing a shortfall, and can predict more to come.

We have a challenging task before us to ensure that Canadians can benefit from the peaceful uses of nuclear energy without undue risk to health, safety, security and the environment. And we must be seen to be on the job, in the public interest. As elected representatives of the people, you would surely agree it is vital that when encountering a more visible board, the public must like what they see.

My staff and I would now be pleased to answer any questions. Thank you, Madam Chairperson.

La présidente: Nous vous remercions beaucoup, monsieur Lévesque, pour votre exposé et vos observations. Depuis six ou sept mois, le Comité se penche sur des questions concernant l'énergie nucléaire et vos observations, non seulement concernant le budget des dépenses, mais aussi concernant la sécurité publique et la visibilité accrue de votre commission, nous seront très utiles.

M. Porter: Messieurs, au nom des membres du Comité, je vous souhaite à nouveau la bienvenue. Ce sera pour nous un plaisir de connaître vos observations sur bon nombre de questions dans ce domaine.

Au début de votre mémoire, vous avez noté la détérioration accélérée des tubes de force de la centrale Pickering. J'aimerais en savoir plus long. S'attendait-on à leur détérioration depuis un certain temps déjà? La prévoyiez-vous? La détérioration est-elle beaucoup plus

[Texte]

have emphasized it, I think, twice in your brief. I would like your comments on it.

Mr. Lévesque: I would like to ask Mr. Domaratzki, who is the director of reactor regulations, to answer the question.

Mr. Zigmund Domaratzki (Director General, Directorate of Reactor Regulation, Atomic Energy Control Board): The deterioration was not expected in the Pickering unit 3 reactor Dr. Lévesque was referring to. We use as a measure of deterioration the rate at which the material in the pressure tubes is absorbing hydrogen, and the amount of hydrogen that was found in one of the tubes which we required Ontario Hydro to remove for inspection was roughly three to five times what one would have expected from this type of tube. So it came as some surprise, and it required then further inspection of other tubes to see whether this was a common thing or not. But it was certainly unexpected.

Mr. Porter: So what measures are you taking now following the inspection? Is there a program of replacing tubes?

Mr. Domaratzki: Yes. In fact, Ontario Hydro has made the decision to shut Pickering Unit Three down in 1989 to remove and replace all the pressure tubes in that reactor, and Pickering unit 4, which is the next oldest reactor, would come shortly after that, in 1990.

In addition to the inspection side, we are also trying to get a better handle on the point at which a regulatory agency like us should take action to shut plants down. We are looking at the properties of materials of these pressure tubes with the help of experts we have hired to give us an indication of what are the limits of deterioration beyond which you should not progress.

Mr. Porter: Is the hydrogen accumulation in the newer pressure tubes now considered to be a generic problem?

Mr. Domaratzki: I have to make one qualifier in here. One tube from Pickering unit 3 showed much higher hydrogen concentration than was expected. The remainder of the tubes that have been checked subsequently to that are closer to what would be expected.

• 1730

So there is some uncertainty whether this is a generic problem or whether there was something unique about this one tube. The expectation, though, is that it is not something unique about this tube. We are not so lucky that out of 390 tubes, when you pick one, you would pick one that is somehow unique.

Mr. Porter: I am sure some of my colleagues will have further questions in that area.

Further in your comments, you say at the end of April you and two of your board colleagues presided at a public meeting prior to the relicensing of a controversial radioactive waste management facility near Port Hope, Ontario. Would you comment on that? Was the concern

[Traduction]

rapide à cette centrale qu'ailleurs? Je crois que vous avez noté ce problème à deux reprises dans votre mémoire; j'aimerais entendre vos observations à ce sujet.

M. Lévesque: Je demanderai à M. Domaratzki, directeur général, réglementation des réacteurs, de répondre à cette question.

M. Zigmund Domaratzki (directeur général, réglementation des réacteurs, Commission des contrôles de l'énergie atomique): On ne s'attendait pas à cette détérioration à la tranche 3 de la centrale Pickering dont a parlé M. Lévesque. Pour mesurer la détérioration, nous calculons le taux d'absorption d'hydrogène dans la matière contenue dans les tubes. Or le contenu de l'un des tubes démontés par Hydro-Ontario aux fins de l'inspection présentait une concentration d'hydrogène de trois ou cinq fois la normale. Cela nous a quelque peu surpris, et il a fallu inspecter d'autres tubes afin de vérifier l'importance du problème. Mais on ne s'y attendait pas du tout.

M. Porter: Quelles mesures ont été prises suite à cette inspection? Prévoyez-vous remplacer ces tubes?

M. Domaratzki: Oui; au fait, afin de remplacer tous ces tubes de force, Ontario Hydro a décidé de fermer la tranche 3 de la centrale Pickering en 1989, et la tranche 4, construite peu après, en 1990.

En plus de faire des inspections, nous essayons de déterminer à quelle étape un organisme réglementaire comme la CCEA se doit d'intervenir et fermer une centrale. De plus, avec l'aide d'experts-conseils, nous étudions les propriétés du matériau de ces tubes de force afin d'établir des limites acceptables de détérioration.

M. Porter: Le problème de l'absorption d'hydrogène dans les nouveaux tubes à force est-il généralisé?

M. Domaratzki: Permettez-moi de faire une précision. La concentration d'hydrogène n'était trop élevée que dans un seul tube de la tranche n° 3 à Pickering; dans les autres tubes, après contrôle, nous avons constaté une concentration plus proche de la normale.

On se demande si le problème est généralisé ou si ce tube constitue un cas spécial. On se doute quand même que ce tube n'est pas unique; il serait peu probable qu'on ait choisi au hasard le seul tube entre 390 qui soit défectueux.

M. Porter: Mes collègues ont sûrement d'autres questions à vous poser à ce sujet.

Plus loin dans votre mémoire, vous avez dit qu'à la fin d'avril, vous et deux de vos collègues avez tenu une réunion publique au sujet du renouvellement du permis d'une installation de gestion de déchets controversée, près de Port Hope, en Ontario. J'aimerais savoir si vous vous

[Text]

over the relicensing only, over the waste site? What was the area of contention you allude to?

Mr. Lévesque: It had to be about relicensing that site. The people in the area of Port Granby were really very upset. They did not want that site to be relicensed. They wanted Eldorado to stop putting material in Port Granby.

The relicensing project came in in January, and both the people in the area and the town of Newcastle asked to meet with us. So there was a meeting, a hearing, an appearance of these people in Ottawa, along with Eldorado, and they expressed their concerns. As a result of this intervention we asked Eldorado to make a study for us to see what the implications of closing that site would be; of not using it any more.

They did that proposal. They came up with a proposition. That proposal was supposed to be studied at our April meeting. The people from the area called me and asked if it would be possible for the board to come to meet the population and not just have representatives in Ottawa. I talked with my other colleagues on the board and we agreed to meet the population.

So we had that meeting in Bowmanville. It was a public meeting, with over 100 people present. There was a very interesting and quite lively discussion, I would say. We had a regular board meeting the next day with the Town of Newcastle and with Eldorado.

I should add that in the meantime Eldorado came up with a different proposal from the one they had come out with first. They did propose themselves to close down the site and to dispose of the waste temporarily on their own site at Port Hope and wait for a solution. But they also had a proposal, which we are studying now, on how to dispose of the waste in a more economical fashion.

So this is about how the thing went. I should say the board members were quite happy about having been able to meet the people and discuss it with them. We have decided that about a year from now we will go back to Bowmanville and discuss things with the people. As one member of the board said, well, I guess our bridges are burned and now we have opened the way. I guess there will be more public meetings like that.

But the problem is as I said. It is very time-consuming, and we do not really have the time. So should we let some of our technical necessities go, to be able to meet the public? I think we are stuck in that situation.

Maybe Mr. Smythe, who is responsible for waste management, would like to add a few things, if you will permit.

Mr. David Smythe (Director General, Directorate of Fuel Cycle and Materials Regulation, Atomic Energy Control Board): I do not have anything to add, unless you want to elaborate on the problem. The licensing of Port Granby is the subject of a task force that was created by

[Translation]

inquiétiiez du renouvellement du permis ou bien de l'installation de gestion de déchets. Pourquoi le choix de ce site était-il contesté?

M. Lévesque: Il s'agissait sans doute du renouvellement du permis. Les résidents de la région de Port Granby étaient très agités; on ne voulait pas voir renouveler le permis de ce site. On voulait empêcher Eldorado d'emmagasiner des déchets à Port Granby.

On avait proposé le renouvellement du permis au mois de janvier; les résidents de la région et de la ville de Newcastle ont demandé à nous rencontrer. Une audience a donc eu lieu à Ottawa; ces gens ainsi que des représentants de la société Eldorado ont comparu et se sont exprimés. À la suite de cette séance, nous avons demandé à Eldorado d'étudier les répercussions d'une fermeture de ce site.

Eldorado a fait cette étude et a soumis une proposition, qu'on devait examiner lors de notre réunion du mois d'avril. Des résidents de la région m'ont appelé pour demander à la Commission de les rencontrer sur place et non seulement à Ottawa. Après consultation, nous avons consenti à rencontrer le public.

Cette séance publique a eu lieu à Bowmanville; plus de 100 personnes y ont assisté. J'ai trouvé nos entretiens très intéressants et très animés. Le lendemain, lors de la réunion régulière de notre conseil d'administration, nous avons rencontré les représentants de la ville de Newcastle et de la société Eldorado.

Notons qu'entre-temps, Eldorado a soumis une deuxième proposition distincte de la première; selon celle-ci, cette société fermerait ce site de son propre gré et enfouirait les déchets à son site de Port Hope en attendant une solution. La proposition suivante, que nous étudions en ce moment, vise une manière plus économique d'emmagasiner ces déchets.

Voilà comment cette affaire s'est déroulée. Je vous souligne que les membres du conseil d'administration ont été ravis de l'occasion de rencontrer ces personnes et d'échanger avec elles. Nous avons convenu de tenir d'autres entretiens à Bowmanville d'ici un an environ. Selon un membre du conseil, on ne pourra plus reculer. D'après moi, il y aura sûrement d'autres séances publiques semblables.

Cela dit, nous ne disposons toujours pas du temps qu'il faudrait pour tenir toutes ces longues séances. Faudra-t-il mettre de côté certaines de nos responsabilités techniques afin d'échanger avec le public? Voilà notre dilemme.

J'aimerais demander à monsieur Smythe, responsable de la réglementation des matières nucléaires, s'il veut ajouter d'autres détails.

M. David Smythe (directeur général, réglementation des matières nucléaires et des radio-éléments, Commission de contrôle de l'énergie atomique): Je n'ai que des détails à ajouter. Dans une optique de coopération, le ministre d'État (Mines) a constitué un groupe d'étude chargé

[Texte]

the Minister of State for Mines, opting for co-operation. That task force recommended that there be a lot more consultation with the public in finding a solution for these wastes; and not only consultation with the people who will do that, but consultation involving the regulatory agency as well.

• 1735

Mr. Porter: Thank you very much, gentlemen. Certainly you raise a number of issues in your report which I am sure we would like additional information on. You talk about funding in various areas. You indicated near the end of your report that subsequently you will pursue, through our minister in Cabinet, a significant increase in allocated person-years and dollars. Perhaps would you like to comment on that.

Mr. Lévesque: We can give you some rough figures, but we cannot be very precise.

Mr. Porter: I realize that.

Mr. Lévesque: We are talking about an increase of 50%. We are in the field of reactor regulations. We are really so tight that we have trouble meeting the deadlines. But it is not only a question of deadlines. It is also a question of wanting to be more thorough in the analysis of the information that comes from the operators. If we want to be able to analyse them more in depth, then we have to have more people.

We have to have some more expertise at the board, and on some of these points Mr. Domaratzki can add some information. We talk about the radio isotopes. We have three offices in Canada besides Ottawa. They are in Laval, Quebec, Mississauga, Ontario, and Calgary, Alberta. Now, the one in Laval, Quebec, deals with Quebec and all the eastern provinces. The one in Mississauga deals Ontario and Manitoba, and the one in Calgary deals all the western area.

We have about 5,000 licensees, and we have four people to do all that work. Obviously, they cannot be everywhere at the same time and this is one of the problems.

There is some use of tri-D-isotopes in the hospitals. There has been some news in the papers about the York-Finch incident, for instance. Our inspectors cannot be everywhere. We do not visit every site once a year, and that is really not sufficient if we want people to feel that we are watching and we are seeing. It does not mean that we have to be over everybody's shoulder, as he does his work, but we have to be there often enough to supervise, to see how the work is going. We do not have the people to do that.

Those are two examples. Here is another example. If we want to go more public and if we want to take into account socio-economic factors, which is recommended by *Opting for Cooperation* and also recommended by the Hare report, it is not only a question of having a member

[Traduction]

d'examiner le renouvellement du permis du site de Port Granby. Ce groupe de travail a recommandé une consultation beaucoup plus poussée auprès du public afin de trouver une solution au problème que posent ces déchets; il faudrait que non seulement le public, mais aussi l'organisme réglementaire, participent à cette consultation.

M. Porter: Merci beaucoup, messieurs. Vous soulevez beaucoup de questions intéressantes dans votre rapport, sur lesquelles nous aimerions avoir des informations complémentaires. Ainsi, sur les questions financières, vous dites à la fin de votre rapport que vous allez demander au ministre une augmentation importante de vos budgets, en dollars et en années-personnes. Pouvez-vous préciser?

M. Lévesque: Nous pouvons vous donner des estimations mais pas de chiffres précis.

M. Porter: Je comprends.

M. Lévesque: Nous envisageons une augmentation de 50 p. 100. Nous travaillons dans le domaine de la réglementation des réacteurs et nos ressources sont déjà tellement serrées que nous avons beaucoup de difficultés à respecter nos délais. D'autre part, nous voulons être en mesure d'analyser beaucoup plus attentivement les informations venant des exploitants, et il nous faudra plus de personnel pour ce faire.

Nous voulons pouvoir recruter plus de spécialistes, surtout sur les radio-isotopes, et M. Domaratzki pourra vous donner des précisions. Outre le bureau d'Ottawa, nous en avons trois autres au Canada, c'est-à-dire à Laval, au Québec, à Mississauga, en Ontario, et à Calgary, en Alberta. Celui de Laval s'occupe de tout le Québec et des provinces de l'Est, celui de Mississauga de l'Ontario et du Manitoba, et celui de Calgary de toutes les provinces de l'Ouest.

Nous avons environ 5,000 utilisateurs agréés, et nous n'avons que quatre employés pour s'en occuper. Il est bien évident qu'ils ne peuvent pas être partout en même temps.

On utilise des isotopes 3D dans les hôpitaux, et nous avons tous pu lire des articles sur l'incident de York-Finch. Hélas, nos inspecteurs ne peuvent tout surveiller. Ils visitent chaque site une fois par an, mais cela n'est pas suffisant si nous voulons donner aux gens le sentiment que les choses sont vraiment surveillées de très près. Cela ne veut pas dire que nous devons surveiller chacun durant son travail mais que nous devons être suffisamment présents pour superviser et voir comment les choses se font. Nous n'avons pas suffisamment d'employés pour ce faire.

Voici un autre exemple. Si nous voulions tenir compte de facteurs socioéconomiques, comme le recommande le rapport *Opting for Cooperation*, ainsi que le rapport Hare, il ne suffirait pas de recruter un économiste ou un sociologue pour la Commission. Il faudrait que nous

[Text]

or two on the board that is an economist or a sociologist. We have to have people on our board who do studies, so that the documentation will take into account some of these concerns. We have to know what the people think in an area.

Right now, we are subjected to whatever people tell us. If a pressure group comes in, that is the only information we have on how the people react. I think it would be nice if we could go a little bit further and dig a little bit further on how people react and how people feel about certain solutions. We have neither the expertise nor the time to do this. So those are examples of fields where if we are going to be a little bit more independent of industry, we need more research. We have a \$4 million budget.

It is true that research is done at Ontario Hydro and research is done at the AECL. But the AECL, like Ontario Hydro, are operating reactors. AECL is selling some and Ontario Hydro is the operator and is the one that we license. We cannot completely depend on them. If you look at the USNRC, you are talking about \$140 million for research. We have \$4 million.

France's research of the CEA—I am not talking about radio-protection and safeguards, just on safety of reactor—is 1.2 billion francs, which is about \$350 million a year. We are far from that.

• 1740

There is some work being done at Chalk River, some very good work being done at AECL. I say Chalk River, that is an old habit, but I am talking about AECL, because the work is not necessarily done at Chalk River. We at least have to be able to check more thoroughly some of the work being done so we can have greater confidence that everything is right. Those are some of the problems.

Mr. Porter: Thank you. Madam Chairman, I have additional questions, but in view of the impending vote, I will let someone else. . .

Mr. Gagnon: Thank you, gentlemen, for an enlightening presentation.

I would like to turn back to Pickering 3 and the pressure tubes. Was deterioration expected because of the neutron bombardment in pressure tubes?

Mr. Domaratzki: Certainly some deterioration due to neutron bombardment was expected, and that level is about as one would expect. The deterioration that was unexpected was the rate at which the one tube in particular absorbed hydrogen. That was the unexpected.

Mr. Gagnon: Would you comment on what the safety implications are, please?

Mr. Domaratzki: Hydrogen being absorbed in pressure tubes make them more brittle, and they can then fail in

[Translation]

ayons des personnes compétentes pour faire des études appropriées, de façon à ce que nous puissions tenir compte de ces facteurs. Nous devons savoir ce que pensent les gens dans ce domaine.

Actuellement, nous sommes à la merci de ce que les gens nous disent. Si un groupe d'intérêt quelconque nous dit quelque chose, c'est généralement la seule information dont nous disposons sur la manière dont les gens réagissent. Je crois qu'il serait préférable d'aller un peu plus loin et d'étudier de manière un peu plus approfondie ce que pensent les gens au sujet de certaines solutions. Pour le moment, nous n'avons ni le temps ni le personnel requis pour faire ce travail. Voilà donc des domaines dans lesquels nous devons intensifier nos recherches si nous voulons être plus indépendants de l'industrie. Or, notre budget n'est que de 4 millions de dollars.

Il est vrai qu'Hydro-Ontario et l'EACL font des recherches de leur côté, mais toutes deux exploitent des réacteurs. L'EACL en vend et Ontario Hydro en exploite. Nous ne pouvons donc certainement pas dépendre complètement de ces deux organisations. Comparez notre budget, de 4 millions de dollars, à celui de la USNRC, qui est de 140 millions de dollars, pour la recherche.

En France, le CEA a un budget de recherche de 1,2 milliard de francs, soit environ 350 millions de dollars, par an, pas pour étudier des questions de radioprotection mais uniquement des questions de sécurité des réacteurs. Nous sommes donc loin du compte.

D'excellents travaux sont exécutés à Chalk River, par l'EACL. Je parle toujours de Chalk River, c'est une vieille habitude; je devrais plutôt parler de l'EACL, puisque les travaux dont je parle ne sont pas nécessairement exécutés à Chalk River. Quoi qu'il en soit, nous devons avoir les ressources requises pour surveiller ces travaux de plus près. Voilà donc quelques-uns de nos problèmes.

M. Porter: Merci. Je voudrais poser d'autres questions, madame la présidente, mais, considérant le vote imminent, je laisserai. . .

M. Gagnon: Merci beaucoup, messieurs, de votre exposé fort intéressant.

Je voudrais revenir au cas de Pickering 3 et des tubes de pressurisation. Avait-on prévu leur détérioration, à cause du bombardement de neutrons?

M. Domaratzki: Il est certain qu'on avait prévu un certain degré de détérioration pour cette raison, et ce qu'on a constaté est assez proche de ce qu'on avait prévu. Par contre, le degré de détérioration qui n'avait pas été prévu concernait le taux d'absorption d'hydrogène par un tube en particulier.

M. Gagnon: Quelles conséquences cela peut-il avoir sur la sécurité?

M. Domaratzki: L'hydrogène absorbé par les tubes de pressurisation les rend plus friables, ce qui peut entraîner

[Texte]

one of two ways. If you have enough hydrogen, it will collect in what people refer to as a blister, in a highly concentrated area. If a crack forms there, it may grow to a level at which the tube will just split while you are operating, as one did in Pickering unit 2 in 1983.

It can fail that way, or you can have a general deterioration in the ductility and the elasticity of the tube, and it might fail under some accident conditions where you could over-pressurize it, or where you could subject it to perhaps cold water which would result in a thermal shock.

Mr. Gagnon: What does this do for the economic viability of the CANDU system?

Mr. Domaratzki: That is not our primary concern. If you take a reactor down for a year, or for two years, to retube it, figures like \$400 million are quoted, so there is no doubt that it has an adverse effect. But it is not our territory to calculate that.

Mr. Gagnon: Let me put it this way. If I understand what you said before, that deterioration was expected, only it happened faster. Was a retubing expected during the life of the reactor and it just moved up in time? Is that the answer?

Mr. Domaratzki: That is a good question. The expectation, in the minds of most people, I believe, was that retubing would not be required in the lifetime of the reactor. When those reactors were first designed, retubing was not in the minds of designers.

Mr. Gagnon: This is in a 40-year lifetime?

Mr. Domaratzki: A 30—to 40-year lifetime, yes. But expectations have changed with time. If you asked people five years ago, their expectations probably were somewhat different. But certainly when they were designed there was little talk of changing pressure tubes.

Mr. Gagnon: Has there been a change in the lifetime with the experience gained?

Mr. Domaratzki: People once spoke of 30 years as the lifetime. You now hear Ontario Hydro speaking of 40 years and 50 years as the lifetime.

Mr. Gagnon: Do you have any evidence to say it should be longer?

Mr. Domaratzki: It can be longer. The way we look at it is almost on a day-to-day basis: are all the components fit for service? The pressure tubes, in this case, will not be fit for service for 30 or 40 years. They can be changed. There will be some other components, perhaps five years down the road, that will require changing. I liken it to my car, where today I fix the transmission and tomorrow I may need a valve job, but it is still economical to do it.

[Traduction]

deux types de panne. S'il y a suffisamment d'hydrogène, il va s'accumuler, à un taux de concentration très élevé, dans ce que les gens appellent une cloque. Si une fissure apparaît, elle risque de s'agrandir jusqu'à entraîner la cassure du tube, durant son exploitation, comme c'est arrivé à Pickering 2 en 1983.

L'autre problème est qu'il peut y avoir une détérioration générale de la ductilité et de l'élasticité du tube, ce qui peut entraîner un accident par surpressurisation ou, s'il y a une arrivée d'eau froide, par choc thermique.

M. Gagnon: Quel effet cela peut-il avoir sur la viabilité économique du système CANDU?

M. Domaratzki: Ce n'est pas notre première préoccupation. Je me suis laissé dire qu'arrêter un réacteur pendant un ou deux ans, pour en changer les tubes, peut coûter quelque chose comme 400 millions de dollars. Il est donc incontestable que cela peut avoir des effets négatifs, mais ce n'est pas notre problème.

M. Gagnon: Si je comprends bien votre explication de tout à l'heure, la détérioration constatée était prévue, elle est simplement arrivée plus rapidement que prévu. Si tel est le cas, on avait probablement également prévu de devoir changer les tubes du réacteur, et on a simplement dû avancer cette procédure dans le temps, n'est-ce pas?

M. Domaratzki: C'est une bonne question. Je crois que la plupart des personnes concernées s'attendaient à ce qu'il ne soit pas nécessaire de changer les tubes du réacteur, durant sa vie utile. Lorsque ces réacteurs ont été conçus, les ingénieurs n'envisageaient pas devoir remplacer les tubes.

M. Gagnon: Sur une période de 40 ans?

M. Domaratzki: Oui, de 30 à 40 ans. Les choses ont changé, depuis. Tout ce que je puis vous dire, c'est qu'on parlait fort peu de remplacer les tubes de pressurisation il y a cinq ans, ni à l'époque où ces réacteurs étaient conçus.

M. Gagnon: Avec l'expérience acquise, a-t-on été amenés à modifier la durée de vie utile des réacteurs?

M. Domaratzki: Dans le temps, on considérait qu'un réacteur aurait 30 années de vie utile. Aujourd'hui, Ontario Hydro parle de 40 à 50 ans.

M. Gagnon: Pensez-vous que cela pourrait être plus long?

M. Domaratzki: Certainement. Cette question est réexaminée quasiment chaque jour, dans la mesure où nous nous demandons constamment pendant combien de temps les composantes pourront encore servir. Dans le cas qui nous intéresse, les tubes de pressurisation ne pourront pas servir pendant 30 ou 40 années supplémentaires. Ils devront, et pourront être changés. Il faudra peut-être également changer d'autres composantes en cours de route. Comparez cela à votre voiture, où vous pouvez être obligé de changer la transmission aujourd'hui et les

[Text]

Mr. Gagnon: Let me turn the questioning to this high level waste management, if I may. We have a chance to visit United States where they are well along on a process of a high level waste management, with a repository in volcanic rocks. Germany is well along with a repository in a salt mine, and we are doing an investigation in granite rocks at Whiteshell. What process do we have to move this whole system along? You point out it is not a technical problem, as you see it, but more a socio-political problem.

• 1745

Mr. Smythe: The process is moving at different speeds in these countries. The United States has actually identified a site. In Germany, I am not sure if they have identified a site.

Mr. Gagnon: We were told they have.

Mr. Smythe: In Canada, the program is still in the research stage. The Minister of Energy, Mines and Resources announced several years ago that there would be a process for evaluating that work. It is called "concept assessment" and was planned to conclude with a public hearing. The form of that public hearing has not yet been announced, but I believe at the present rate of progress of the research program, a hearing is planned probably for 1990-91.

Mr. Gagnon: Has the AECB set the criteria required for this repository?

Mr. Smythe: Not for the repository. We did publish criteria for evaluating the concept. In other words, at the concept stage there will be a conceptual repository and supporting research for that, but there will not be a site. Therefore, we will not define criteria for actually siting and building a repository at least until we reach the concept assessment stage.

Mr. Gagnon: Do you feel the criteria set out by the United States is satisfactory?

Mr. Smythe: We have not looked at those criteria. A lot of those criteria are for locating a site, and as I said, Canada is not at that stage yet.

Mr. Gagnon: The information we were given was the actual criteria the site had to meet, regardless of what rock or host rock it was buried in. They are looking essentially for 1,000 years burial, which geologically is next to nothing.

Mr. Smythe: Yes. We have published criteria for the concept assessment which does include a number for predictions into the future. I am not sure what the 1,000 years refers to in the United States. I believe they have criteria for the integrity of the container that holds the nuclear fuel. They probably also have numerical criteria for the length of time one must predict for the

[Translation]

souppes demain. Même si cela coûte cher, c'est toujours rentable.

M. Gagnon: J'aimerais maintenant aborder le problème de la gestion des déchets radioactifs. Nous avons eu l'occasion de voir ce qui se fait aux États-Unis, où les choses sont déjà bien avancées avec un système d'entreposage dans la roche volcanique. En Allemagne, les travaux se poursuivent pour l'entreposage dans une mine de sel. Chez nous, nous étudions une possibilité d'entreposage dans le granit, à Whiteshell. Que peut-on faire pour faire avancer le processus? Vous avez dit que ce n'est pas un problème technique, mais plutôt socio-politique.

M. Smythe: Les choses avancent à un rythme différent dans chaque pays. Les États-Unis ont déjà identifié un site, mais je ne suis pas sûr que l'Allemagne ait fait de même.

M. Gagnon: On nous a dit que si.

M. Smythe: Au Canada, nous en sommes encore à l'étape des recherches. Le ministère de l'Énergie a annoncé il y a plusieurs années un processus d'évaluation des recherches. C'est ce qu'on a appelé «l'évaluation du concept», laquelle devait se conclure sur des audiences publiques. Aucun détail n'a encore été annoncé au sujet de ces audiences publiques mais je crois que celles-ci se tiendront probablement en 1990-1991, étant donné le rythme actuel du programme de recherche.

M. Gagnon: Est-ce que la CCEA a fixé certains critères pour le choix du site?

M. Smythe: Non, pas pour le site lui-même, mais pour l'évaluation du concept. Autrement dit, à l'heure actuelle, nous en sommes encore à la formulation et à l'évaluation d'un concept, et aucun site particulier n'est encore envisagé. Nous n'allons donc pas établir les critères de choix du site et de construction du dépôt tant que nous n'aurons pas atteint au moins l'étape d'évaluation du concept.

M. Gagnon: Croyez-vous que les critères établis par les États-Unis sont satisfaisants?

M. Smythe: Nous ne les avons pas examinés. Ils portent essentiellement sur le choix du site et, comme je l'ai dit, nous n'en sommes pas encore là.

M. Gagnon: Les Américains nous ont communiqué les critères qu'ils ont établis pour le site, quel que soit le type de formation rocheuse considéré. Par exemple, ils veulent un enfouissement garanti pour 1,000 ans, ce qui est minuscule sur le plan géologique.

M. Smythe: Certes. Les critères que nous avons publié pour l'évaluation du concept englobent certaines prévisions de même nature. Je ne sais pas à quoi s'applique le critère de l'enfouissement pour 1,000 ans, aux États-Unis, et je crois qu'il en existe d'autres concernant l'intégrité du contenant. Ils ont probablement également établi des critères chiffrés concernant les

[Texte]

performance of the repository. Again, a lot of those criteria are directed towards the choice and location of a specific site.

Mr. Gagnon: I would like to look at the Nuclear Liability Act. We have \$75 million Canadian on a four-unit station, and the United States, with the Price-Anderson Act, are talking about boosting it up to more like \$7 billion. Where do you think the liability should be? What are your recommendations?

Mr. Lévesque: This is a point I feel a bit sensitive about, for the following reason, and I will ask Mr. Blackburn, who presides over the internal ministerial committee which looks into this to respond. I feel the board's responsibility is to manage the act, not to determine what the numbers should be. We are really there, in a way, to protect the public. Although we have the expertise within the rules established by Parliament to determine how much money each side should be insured for, the total sum is something for which we have no real expertise. It is more a parliamentary decision than it is ours.

• 1750

I feel a bit sensitive about it because it might be our role to administer it, but it is not really our role to determine these things. It is political. I will ask Mr. Blackburn, who presides over the inter-ministerial committee, to make some comments about it.

Mr. Robert Blackburn (Director, Planning and Administration Branch, Atomic Energy Control Board): The \$75 million limit was set in 1970 when the Nuclear Liability Act was passed. It did not include an inflationary index. If one uses as a basis \$75 million in 1970 dollars, you would have to go to about \$250 million in 1988 dollars to have equivalent coverage.

I think Mr. Lévesque's comments are very germane. It will take a fairly extensive study to set that number and I think the inflation index is a very simplistic approach to it. It is a much more complex question than that. I think we would have to give it as much study as the Americans did with the Price-Anderson Act.

Mr. Gagnon: Do you favour a cap per single reactor versus the bank of four reactors?

Mr. R. Blackburn: I think you have to set the cap on the basis of risk. The original thinking, with the \$75 million limit being set for a group of four reactors, was related to the containment system and the line of thinking that if there was an accident in one reactor, the others would have to shut down. It is unlikely that you will have a multiple-unit accident.

Mr. Gagnon: It sounds as if we are going to have to go very rapidly. Have you had any formal discussions on your role with the submarines?

[Traduction]

prévisions de comportement du dépôt. Je le répète, la majeure partie de ces critères s'appliquent au choix du site.

M. Gagnon: Je voudrais maintenant parler de la Loi sur la responsabilité nucléaire. Nous avons 75 millions de dollars canadiens sur une station à quatre unités, alors que les Américains, avec la Loi Price-Anderson, parlent de passer à 7 milliards de dollars. À votre avis, à quel niveau devrait être établie la responsabilité?

M. Lévesque: Vous abordez là un sujet que je trouve assez délicat, et je vais vous dire pourquoi dans un instant. Après cela, je demanderai à M. Blackburn, qui préside le comité ministériel interne chargé de cette question, de vous répondre. À mon sens, la responsabilité de la Commission est d'appliquer la loi, pas d'en fixer les paramètres. De toute façon, nous sommes là pour protéger le public. Bien que nous ayons les compétences requises, dans le cadre des règles établies par le Parlement, pour déterminer le montant d'assurance que devrait souscrire chaque partie, il ne nous est pas vraiment possible de fixer la somme totale. Cela relève plus de votre compétence à vous, parlementaires.

Je trouve donc ce sujet assez délicat car, s'il est vrai que notre rôle consiste à appliquer la loi, il ne saurait être d'en établir les éléments. C'est une question d'ordre politique. Je donne maintenant la parole à M. Blackburn.

M. Robert Blackburn (directeur, planification et administration, Commission de contrôle de l'énergie atomique): La limite de 75 millions de dollars a été établie en 1970, lorsque la Loi sur la responsabilité nucléaire a été adoptée. On n'avait pas prévu d'indexation pour tenir compte de l'inflation. En dollars de 1988, les 75 millions de 1970 représentent à peu près 250 millions.

Le commentaire de M. Lévesque me paraît très pertinent. Ajuster le chiffre en fonction de l'inflation serait une méthode beaucoup trop simpliste. Je crois qu'il faudrait étudier la question de beaucoup plus près, car elle est très complexe. Nous devrions en fait y accorder autant d'attention que les Américains l'ont fait avec la Loi Price-Anderson.

M. Gagnon: Que préférez-vous: un plafond par réacteur ou par groupe de quatre réacteurs?

M. R. Blackburn: Je crois que le plafond doit être déterminé en fonction du degré de risque. Si on avait retenu à l'origine 75 millions de dollars pour un groupe de quatre réacteurs, c'était parce qu'on tenait compte du système de confinement qui entraînerait la fermeture des trois réacteurs restant s'il y avait un accident dans l'un des quatre. Il est peu probable qu'il y ait un accident touchant plusieurs unités en même temps.

M. Gagnon: Je crois que nous allons devoir faire vite. Avez-vous participé à des discussions officielles sur les sous-marins?

[Text]

Mr. Lévesque: We have had some discussions with the Department of Defence. The the Department of Defence would like to self-regulate, with us as advisers. Exactly how this system would work is still not clear. We insist on some constraints. I do not think we want to be just advisers.

If we do it, we want to be able to do it properly and there are different ways. We can, for example, do it as we do for civilian reactors. Another way would be to do studies, but that requires having well-informed personnel to do them completely and to advise the Department of Defence or whoever makes the decision. That they would make the decision is another possibility. We would not accept having a member of a committee who receives analysis from somebody else and is not able to judge properly whether it is adequate. I do not think we will play that way.

The Chairman: Excuse me, Mr. Lévesque, the vote is at 6 p.m.. I apologize; we did not plan it this way. I want to thank you and your colleagues for coming and giving us your presentation.

Mr. Lévesque: It is a pleasure, madam.

• 1755

Mr. Clay: Gentlemen, on page 7 of your part III, with reference to the Safeguards Support Program, you note that the board has increased its funding of this program by \$300,000 and you have done this to compensate for reduced funding from AECL. Evidently, AECL has reduced its funding because of its own budgetary constraints and that is being reflected in this joint program.

Does your increased funding of \$300,000 cover what AECL has withdrawn from this program? If it does not, what are the consequences of the safeguards program being underfunded?

Mr. John Beare (Director, Research and Radiation Protection Branch, Atomic Energy Control Board): The \$300,000 we are adding to the approximately \$1 million that we were voted anyway for this is being matched by another \$300,000 from AECL. They have not completely terminated their funding. That brings the total up to about \$1.6 million for the program as a whole between the two organizations, compared to about \$2.7 million or \$2.8 million, which would have been the total had AECL not reduced its funding.

Mr. Clay: And what is being lost?

Mr. Beare: The consequences are that much of the work that we had planned to have done by the end of this fiscal year will in fact not be completed. It means that requests for work that come from the agency have had to be turned down. So in the long run it means that the

[Translation]

M. Lévesque: Nous avons eu quelques discussions avec le ministère de la Défense. Celui-ci aimerait s'autoréglementer, en retenant nos services à titre de conseillers. Rien de très clair n'a encore été établi à ce sujet. En ce qui nous concerne, nous insistons pour que certaines contraintes soient respectées. Nous ne voulons pas être de simples conseillers.

Si nous avons un rôle à jouer, nous tenons à pouvoir le faire correctement, et on peut bien envisager plusieurs méthodes. Par exemple, nous pourrions agir exactement comme nous le faisons actuellement pour des réacteurs civils. Sinon, nous pourrions faire des études, mais cela nous obligerait à avoir un personnel très bien informé, pour pouvoir conseiller adéquatement les décideurs du ministère de la Défense. Ces analystes pourraient également participer à la prise de décision. Nous n'accepterions pas qu'on mette sur pied un comité chargé de recevoir des analyses de quelqu'un d'autre sans avoir le pouvoir de les juger adéquatement. Nous ne voulons pas jouer ce jeu.

La présidente: Veuillez m'excuser, monsieur Lévesque, nous allons devoir voter à 18 heures. Ce n'est pas comme cela que nous avions prévu les choses. Messieurs les témoins, nous vous remercions beaucoup de vous être présentés aujourd'hui devant notre Comité.

M. Lévesque: Ce fut un plaisir, madame.

M. Clay: En page 7 de votre budget, partie III, vous indiquez que le budget du Programme à l'appui des garanties a été augmenté de 300,000 dollars, et que vous avez fait cela pour compenser la baisse du budget de l'EACL. Évidemment, le l'EACL a diminué ses crédits à cause de ses propres contraintes budgétaires, et cela se reflète dans le programme conjoint.

Votre augmentation de 300,000 dollars compense-t-elle en totalité la réduction imposée par l'EACL? Sinon, quelles seront les conséquences du déficit?

M. John Beare (directeur de la recherche et de la radioprotection, Commission du contrôle de l'énergie atomique du Canada): Les 300,000 dollars que nous ajoutons au budget de près d'un million de dollars sont complétés par une somme équivalente de l'EACL. Le financement n'est pas complètement terminé, mais cela signifie que le budget total de ce programme sera de 1,6 million de dollars, entre les deux organisations, alors qu'il aurait été de 2,7 à 2,8 millions de dollars si l'EACL n'avait pas diminué sa contribution.

M. Clay: Qu'est-ce qui est perdu?

M. Beare: L'effet de cette décision est que nous ne pourrions pas achever cette année une bonne partie des travaux que nous avions prévu terminer. Cela signifie que certaines demandes de travail devront être rejetées. À long terme, cela signifie que l'agence n'obtiendra pas l'appui

[Texte]

agency is not getting the kind of help that was envisaged when the program was renewed in 1983.

Mr. Clay: So in effect we are not fulfilling a commitment or at least a promise of some work to be done in response to the IAEA concerns with—

Mr. Beare: Certainly not on the time scale. The last extension of the mandate in 1983 took it to the end of this fiscal year, and we have to go back to the Cabinet to decide on the future of the program. But the minimum effect is that, although safeguard systems have been developed for CANDU reactors and other types of facilities, they have not been fully implemented, and they will not be fully implemented by the end of the current mandate. So CANDU reactors, in practice, will not actually be as well safeguarded as we had hoped.

Mr. Clay: Does this technically put Canada in violation of any IAEA provisions?

Mr. Beare: I would not say "violation" is the word, but what it means is that these reactors will not meet all the safeguards goals and objectives identified by the agency. It is not the only type of nuclear facility in that position. The agency reported in what it calls its Safeguards Implementation Report, which is an annual report card they produce themselves, that they met only 63% of their safeguards objectives last year. But this is something the agency is trying to overcome. It is facing its own budgetary restraints. It is depending on support programs such as ours, of which there are a total of 13, to try to help them. But with these cutbacks we are limited in our ability to help.

Mr. Clay: I would like to turn now to a point that has been touched on already. Perhaps you could help clarify what the relationship is between the board and a utility like Ontario Hydro when a decision is taken either to shut down a reactor for retubing or to decommission a reactor, like NPD. It is not clear to me what the give and take is between the board and the utility in reaching a decision of that sort. As Mr. Domaratzki said earlier, obviously it has great economic implications if Ontario Hydro has to retube some of its reactors or, in the case of NPD, a reactor is shut down. What role does the board play in a decision like that and, ultimately, can you be the arbiter of that decision if the utility does not agree with the point of view you express to it?

Mr. Domaratzki: If I use NPD and Pickering as two examples, the NPD reactor was operating last year at this time. We went to Ontario Hydro and to our board and said that the plant should not be relicensed for operation until the question of pressure tube integrity was better clarified. Ontario Hydro and AECL, the owners and operators, then took out a tube from that reactor to examine it further, in an attempt to clarify the integrity of the pressure tubes. When they removed the tube, and took

[Traduction]

qui avait été envisagé lors du renouvellement du programme, en 1983.

M. Clay: Autrement dit, nous ne respectons pas un engagement qui avait été pris, ou au moins une promesse qui avait été faite, en réponse aux préoccupations de l'AIEA...

M. Beare: En tout cas, pas dans les délais prévus. La dernière fois que le mandat a été prolongé, en 1983, cela nous amenait jusqu'à la fin de l'exercice financier actuel, et nous devons donc retourner devant le Cabinet si nous voulons une autre prolongation. Même si des garanties ont été établies pour les réacteurs CANDU et autres, l'effet minimum de cette ponction budgétaire est que les systèmes n'ont pas encore été complètement mis en oeuvre et ne le seront pas d'ici la fin du mandat actuel. Autrement dit, les garanties des réacteurs CANDU ne seront pas aussi solides que nous l'avions espéré.

M. Clay: Cela représente-t-il une contravention par rapport aux exigences de l'AIEA?

M. Beare: Je n'irais pas jusque-là, mais il est incontestable que ces réacteurs ne seront pas conformes à tous les critères et objectifs établis par l'Agence en matière de garanties. Je dois cependant vous dire que ce ne seront pas les seules installations nucléaires à se trouver dans cette situation. Dans son rapport sur l'application des garanties, qui est une sorte de rapport annuel préparé par l'Agence pour faire le point, celle-ci signale que seulement 63 p. 100 de ses objectifs ont été respectés l'an dernier. Évidemment, l'Agence elle-même fait face à certaines contraintes budgétaires. De fait, elle dépend de programmes de soutien semblables aux nôtres, qui sont au nombre de 13. Dans la situation actuelle, nous sommes moins à même de lui venir en aide.

M. Clay: Je voudrais revenir sur une question qui vous déjà été posée, concernant les rapports pouvant exister entre votre commission et une société comme l'Hydro-Ontario, notamment dans le cas de fermeture de réacteurs pour remplacer les tubes ou dans le cas de sa mise hors service, comme on l'a décidé pour la centrale NPD. Je ne comprends pas bien le type de négociations qui peuvent s'engager entre la Commission et la société concernée pour prendre une telle décision. Comme l'a dit M. Domaratzki, ce sont des décisions qui peuvent avoir des conséquences économiques énormes. Quel est donc le rôle de la Commission à ce sujet? Est-ce la Commission qui prend la décision finale, si vous ne pouvez pas trouver un accord avec la société concernée?

M. Domaratzki: Prenons le cas de NPD et de Pickering. L'an dernier, à cette époque, la centrale NPD était en fonctionnement. Nous avons dit à la commission et à Ontario Hydro qu'elle ne devrait pas recevoir de nouvel agrément tant que la question de l'intégrité des tubes n'aurait pas été réglée. Ontario Hydro et l'EACL, qui sont respectivement le propriétaire et l'exploitant, ont donc retiré un tube du réacteur pour le soumettre à des examens très poussés dans les laboratoires de l'EACL. La

[Text]

it to the AECL research facilities for examination, they then reached the conclusion that this reactor should not be returned to service.

• 1800

It avoided the question of what if they had said it should go back into service. We would then have looked at the results of those pressure tube inspections and those tests done at Whiteshell, to see whether we agreed with them or not. If we did not, the board has the authority to say no, you cannot operate it. But the question was avoided because they made the right decision, in our mind.

Mr. Clay: Do you have the legislative authority to compel any operator of any nuclear facility to shut down if you feel this is warranted?

Mr. Domaratzki: Yes. There is no question of that. The only qualifier I would make would be in some cases we regulate some facilities owned by the Crown, and lawyers may debate this point. NPD, AECL and Ontario Hydro did not fall into any ambiguous area. The board had that authority.

In Pickering, there again, Ontario Hydro was examining tubes at our request. The information that came out was not encouraging. It was discouraging, but operation could have resumed, and did resume. The question is how long would operation have been permitted. Not only for safety reasons, but also for other reasons, Ontario Hydro chose to make next year the year it would shut down Pickering unit 3. So they again made what we think is the right decision. It avoided the need for the board to impose any decision on Ontario Hydro, but again the board has the authority to do it.

Mr. Clay: I presume then, from what you are saying, in normal circumstances, you would prefer to try to pressure, say, a utility, to make the decision rather than be put in the position of coming out and ordering them to do it, if it is possible to avoid this option?

Mr. Domaratzki: Yes. I would put it a little differently. I would prefer they came to the right decision themselves.

Mr. Clay: You would persuade them with the force of your logic.

Mr. Domaratzki: Yes, and with the threat of the big club.

Mr. Lévesque: The utilities know the power of the Atomic Energy Control Board. The act gives us a tremendous amount of power. When we request something, so very often they will do it willingly, because they know we can impose it, and we would.

Mr. Clay: Could I turn to page nine of the part III, where you have explanation of changes for underspending

[Translation]

conclusion des examens fut que le réacteur ne devrait pas être remis en service.

Évidemment, cela ne nous a pas permis de savoir ce que nous aurions fait si la société avait voulu le remettre en marche. Je suppose que nous aurions alors examiné les résultats des tests effectués en laboratoire et de ceux effectués à Whiteshell et, si nous avions conclu que la centrale devait être fermée, nous aurions pu imposer notre décision. Nous en avons le pouvoir. Dans ce cas, cependant, le problème ne s'est pas posé car la société a pris la bonne décision.

M. Clay: Avez-vous le pouvoir légal d'obliger un exploitant à fermer une centrale nucléaire si vous pensez que cela est justifié?

M. Domaratzki: Oui, il n'y a aucun doute à ce sujet. La seule réserve que je pourrais faire concerne certains établissements appartenant à la Couronne, que nous sommes chargés de réglementer. Certains avocats seraient peut-être prêts à contester nos pouvoirs dans ce domaine. Quoiqu'il en soit, il n'y a aucune ambiguïté quant à nos pouvoirs vis-à-vis de la centrale NPD, AECL et Hydro-Ontario.

À Pickering, Hydro-Ontario a étudié les tubes sur notre demande. Les résultats de l'étude n'étaient pas encourageants mais la centrale pouvait être remise en marche, et elle l'a été. La question était de savoir pendant combien de temps elle pourrait rester en fonctionnement et Hydro-Ontario a décidé de la fermer l'an prochain, c'est-à-dire de fermer Pickering 3, pour des raisons de sécurité et pour d'autres. Encore une fois, nous pensons qu'elle a pris la bonne décision et cela nous a évité de devoir imposer la nôtre. Nous aurions cependant eu le pouvoir de le faire.

M. Clay: Si je comprends bien, vous préféreriez exercer des pressions pour amener la société à prendre la décision elle-même, plutôt que de lui imposer votre décision?

M. Domaratzki: Oui. En fait, je m'exprimerais autrement. Je dirais que nous préférons que la société prenne elle-même la bonne décision.

M. Clay: Vous essayez donc de leur convaincre, par la logique.

M. Domaratzki: C'est cela, et avec la menace du gros bâton.

M. Lévesque: Les exploitants savent très bien que la loi donne des pouvoirs considérables à la Commission. Lorsque nous demandons quelque chose, nous n'avons généralement aucune difficulté à l'obtenir car ils savent pertinemment que nous pouvons l'exiger et que nous le ferions.

M. Clay: Passons maintenant, si vous le voulez bien, à la page 9 de la partie 3, où vous fournissez des

[Texte]

or overspending of certain items? I would like to look at the category of regulatory support, in which you underspent in your research program by \$425,000 for fiscal year 1986-87.

But you observe on page 21 of the part III that you have a growing backlog of regulatory support projects inhibiting your ability to either perform investigations you would like to or regulate in the manner you would prefer to. Why is there the underspending in the context of this backlog of research projects? Is this a shortage of manpower, or what is causing you to—

Mr. Beare: There are a couple of factors. For some time we were under strength. Over a period of three years, the budget increased by a factor of three, but the staffing increased by only about 50%. It took a certain amount of time to recruit the staff, and when we did get them, it took a certain amount of time to get up to speed to discharge the obligations for committing money.

In this year I might say we did fully commit the money, but the contractors also fell short in spending it. In other words, they did not do all the work they had contracted to do in that particular year. We have implemented some measures to try to improve the efficiency of the discharge of this program.

We feel the underspending will be very much less this year. But we are prevented by fiscal rules from taking further measures that would give us a higher assurance. For example, if we were permitted to overcommit by 5%, knowing that contractors inevitably fall short of all their commitments—we could statistically say they habitually fall short by about 5% across the board. If we could overcommit by 5%, we could probably improve our spending rate and the performance of the program. But the fiscal rules prevent that.

• 1805

Mr. Clay: I would like now to turn to the Hare report. You certainly stressed in your presentation today that you are deficient both in funding levels and in manpower to address the work you would like to do. The Hare report has reached the same conclusions. It says your staff should be increased. It says the size of your board should be increased. It says your advisory committee should be given more resources to assist you as well. You spoke of about a 50% increase in resources to perform your functions satisfactorily.

How serious is the shortfall today in the work you do? Is it impinging on your ability to judge the safety of reactors? Is it interfering with your ability to do your own research on the pressure tube problem? How much is your organization crippled by the lack of resources?

[Traduction]

explications sur les différences, à la hausse ou à la baisse, entre vos dépenses réelles et votre budget principal. Dans le domaine de l'appui à la réglementation, je constate que vous avez dépensé 425,000\$ de moins que prévu, en 1986-1987, pour votre programme de recherche.

Par contre, à la page 21, vous mentionnez des retards croissants à la réalisation de vos projets d'appui à la réglementation, ce qui vous empêche d'agir tout à fait comme vous le souhaiteriez en matière d'investigation ou de réglementation. Comment expliquez-vous que vous ayez si peu dépensé, par rapport au budget établi? Est-ce que parce que vous manquez de personnel?

M. Beare: Il y a plusieurs raisons à cela. Il est vrai que nous n'avons pas toujours eu les employés nécessaires. Le budget a été triplé en trois ans, mais le personnel n'a augmenté pendant cette période que de 50 p. 100. Il faut un certain temps pour recruter du personnel compétent et, lorsque nous y parvenons, il faut également un certain temps pour que ce personnel se mette complètement en route.

Cette année, nous avons engagé tous les fonds prévus mais, encore une fois, les entrepreneurs n'ont pas tout dépensé, ce qui signifie qu'ils n'ont pas fait tous les travaux qui étaient prévus. Nous avons pris certaines mesures pour tenter d'améliorer la prestation de cette partie du programme.

À notre avis, les sommes non dépensées seront beaucoup moins élevées cette année, mais les règles fiscales nous empêchent de prendre d'autres mesures qui nous donneraient une garantie encore plus élevée. Par exemple, si nous étions autorisés à augmenter nos engagements de 5 p. 100, dans la mesure où nous savons que nos entrepreneurs ne respectent pas la totalité de leurs engagements et où nous aurions pu déterminer que la différence est habituellement de l'ordre de 5 p. 100, nous pourrions probablement consacrer plus à ce secteur d'activités et obtenir de meilleurs résultats. Hélas, les règles fiscales nous empêchent de le faire.

M. Clay: Je voudrais maintenant passer au rapport Hare. Vous nous avez dit que vous manquez de ressources, aussi bien humaines que financières, pour faire tout ce que vous voudriez vraiment faire. On trouve la même conclusion dans le rapport Hare, où il est dit que vous devriez avoir plus de personnel. On y indique également que votre comité consultatif devrait recevoir plus de ressources, pour mieux vous aider. De votre côté, vous avez dit qu'il faudrait augmenter vos ressources de 50 p. 100 pour que vous puissiez assumer vos responsabilités de manière satisfaisante.

Cette situation a-t-elle de graves conséquences sur vos activités? Vous empêche-t-elle d'évaluer correctement la sécurité des réacteurs? Vous empêche-t-elle de faire toutes les recherches que vous voudriez sur le problème des tubes de pressurisation? Êtes-vous sérieusement handicapés par ce manque de ressources?

[Text]

Mr. Lévesque: I have a feeling we are crippled. It takes longer to do the work, but we also cannot do it as much in depth as we would like to do it. We do not feel as secure as we would like to feel in this business. I think Mr. Domaratzki might have some very precise examples of this.

Mr. Domaratzki: With the staff we have, there are tasks we just have to give a lower priority to. As an example, we have received some of the safety reviews relating to the implications of the Chernobyl accident for CANDU reactors. We have taken a very quick look and have decided that at the moment we have to give it a lower priority. There are other things that are of a higher priority. We will get around to that in six months or a year. That may be the wrong decision, but on the basis of a quick review that is the decision we had to make. There are more likely places for benefit from our resources in there.

There are parts of the job some people would say, and have said—and we agree with them—we should be doing and we do not do. The example I pick, and others have reinforced, is that we do not do a detailed review of any of the complex computer codes used for safety evaluation by Ontario Hydro and AECL and the other two utilities. We do what I call “sensitivity checks”. We feed in assumptions and see what comes out the other end. That is one way, if there are gross errors in there, you may pick them up. But a more thorough approach would certainly be in order, I think.

So we do what we can with the resources, and we trust what we are doing is putting our resources in the right places. But when you compare it with what other people are doing around the world—and that is one of our references: the comparison with the USNRC—we would have to be four times as efficient as they are to achieve the same level.

Mr. Clay: Do you consider that these restrictions on your activities have reached the point of compromising safe reactor operation in Canada?

Mr. Domaratzki: I cannot make a categorical statement like that, because the first responsibility for the safety of the plant rests with the owners. In theory a regulatory agency is unnecessary. I say “in theory”. If the licensees do everything expected of them, you do not need anybody to check to see if they have done it. Our role is to show that they have in fact lived up to expectations. We find in many places, when we look at it, they do not. We are convinced, and we think most people we have spoken to are convinced, you need a strong regulatory agency, so when things go wrong, there is someone to look at what the utilities are doing.

[Translation]

M. Lévesque: J'en ai le sentiment. Lorsque nous devons faire quelque chose, cela nous prend plus de temps et nous ne pouvons pas aller aussi loin que nous le voudrions. Nous ne nous sentons pas autant en sécurité que nous le voudrions, dans ce domaine d'activité. M. Domaratzki peut vous donner des exemples plus précis.

M. Domaratzki: Étant donné notre pénurie de personnel, il y a certaines tâches que nous sommes obligés de laisser de côté parce qu'elles sont moins prioritaires. Par exemple, nous avons reçu certaines des études de sécurité concernant l'incidence de l'accident de Tchernobyl sur les réacteurs CANDU. Nous y avons jeté un coup d'oeil rapide mais nous avons été obligés de décider que leur analyse approfondie devrait se faire plus tard, car nous avons d'autres priorités. Nous nous occuperons dans six ou douze mois. C'est peut-être une erreur, mais nous avons bien été obligés de prendre une décision. Il y a d'autres domaines qui retiennent actuellement notre attention de manière beaucoup plus urgente.

Il y a également certaines choses que nous devrions faire et que nous ne faisons pas, et nous nous le sommes fait dire. Par exemple, nous ne faisons pas d'analyse détaillée de tous les codes informatisés très complexes qui servent à l'évaluation de la sécurité d'Hydro-Ontario, de l'EACL et de deux autres sociétés. Nous faisons ce que j'appelle des «contrôles de sensibilité», c'est-à-dire que nous faisons des simulations à partir d'hypothèses. Certes, s'il y a des erreurs énormes, nous pouvons les identifier mais il conviendrait de faire un examen beaucoup plus attentif.

Nous faisons notre possible, dans la limite des ressources qui nous sont imparties, et nous espérons que ce que nous faisons correspond à ce qu'il faudrait faire. Cependant, si on compare nos activités à celles d'autres organismes semblables à l'étranger, notamment avec la commission américaine, il faudrait que nous soyons quatre fois plus efficaces pour atteindre le même niveau d'activité.

M. Clay: Croyez-vous que ces restrictions qui vous sont imposées ont maintenant atteint un niveau tel qu'elles compromettent la sécurité des réacteurs exploités au Canada?

M. Domaratzki: Il est impossible de tirer une conclusion aussi catégorique, étant donné que ce sont les propriétaires qui sont les premiers responsables de la sécurité de leurs installations. En théorie, un organisme de réglementation ne sert à rien. Je dis bien, «en théorie». En effet, si les propriétaires des réacteurs font tout ce qui est attendu d'eux, on ne devrait avoir besoin de personne pour vérifier qu'ils l'ont bien fait. En pratique, notre rôle est précisément de faire de telles vérifications, et nous constatons souvent qu'elles ne sont pas inutiles. Nous sommes convaincus, et tous ceux à qui nous en parlons partagent notre avis, qu'il est essentiel d'avoir un organisme de réglementation puissant car, quand les choses vont mal, il y a au moins quelqu'un qui peut surveiller de près ce qui se passe.

[Texte]

When the Pickering unit 2 pressure tube failed five years ago, there were many within the utility who felt that reactor should start up; they should replace the one failed pressure tube and the reactor should start up. We played a very active role in the decision to re-tube those reactors. But until one goes into some of these other areas, one cannot say whether not having looked in there was a bad thing or not. We may look at many of these computer codes and find that they are in fact very good, but that has not been our experience in the past.

• 1810

Mr. Clay: So the answer to that question may be found out in hindsight.

Mr. Domaratzki: Yes.

Mr. Clay: If I might just briefly turn to the question of public liability again, you mentioned, Dr. Lévesque, that it was not the role of the board to attempt to define what an appropriate level of public liability should be for nuclear facilities. But is your board not involved in helping to define what would be, for example, a maximum credible accident at a CANDU reactor?

Mr. Lévesque: Yes, because there we have the expertise for this type of stuff. We can say that the maximum accident in this thing would be such-and-such a thing. But whether the government wants to have the insurance to cover all or just part of it is really not our role. We can provide the expertise—and within the \$75 million this is what we do now, we say the insurance has to be so much—but we administer the act. We have the role of identifying what is a nuclear installation. But that is an administrative job, it is not the decision of what should be proper coverage.

Mr. Clay: So you help determine what the worst possible event might be and then leave it to the federal government, in effect, to decide what sort of compensation it should arrange under the law for such an event.

Mr. Lévesque: Yes.

Mr. Clay: The Hare report also noted a lack of implementing proper emergency planning at the provincial level. If we turn to the federal level, do you consider the federal government has an adequate emergency plan in place for a maximum credible nuclear accident in this country?

Mr. Lévesque: I am not the expert on it; maybe some of my colleagues are. We are making a study, at the board itself, for our own emergency preparedness. In case an accident does happen, how would they act and what do we do?

[Traduction]

Lorsque le tube de pressurisation de Pickering 2 s'est détérioré, il y a cinq ans, beaucoup de membres de l'Hydro-Ontario pensaient que le réacteur devrait être remis en marche après le remplacement de ce seul tube. Nous avons fortement insisté pour que les autres tubes soient changés également. Tant qu'on ne met pas vraiment son nez dans ces choses-là, il est difficile de savoir si les responsables ont agi correctement ou non. Nous pourrions constater que ces codes informatisés sont généralement excellents, mais telle n'a pas été notre expérience dans le passé.

M. Clay: C'est donc après coup qu'on peut trouver la réponse à la question?

M. Domaratzki: Oui.

M. Clay: Je voudrais revenir brièvement sur la question de la responsabilité publique. Vous avez dit, monsieur Lévesque, qu'il n'appartient pas à votre commission d'essayer de définir le niveau approprié de responsabilité publique des installations nucléaires. N'êtes-vous cependant pas en train de participer à la définition de ce que serait un accident crédible maximum d'un réacteur CANDU?

M. Lévesque: Sans doute, mais c'est parce que nous avons les compétences voulues pour ce faire. Nous sommes capables de dire qu'un accident maximum dans un tel réacteur représenterait telle ou telle chose. Par contre, il ne nous appartient pas de dire au gouvernement quel devrait être le montant de l'assurance à souscrire pour toute partie du réacteur. Notre rôle est avant tout d'appliquer la loi, pas d'en établir les éléments. Autrement dit, nous devons définir ce qu'est une installation nucléaire et quels peuvent être les résultats d'un accident, mais c'est là un travail administratif qui n'a rien à voir avec l'établissement du montant approprié d'assurance.

M. Clay: Autrement dit, vous aidez à déterminer quel serait le scénario le plus grave possible, en laissant au gouvernement le soin de décider du montant des indemnités qu'il serait prêt à octroyer, dans de telles circonstances?

M. Lévesque: C'est cela.

M. Clay: Le rapport Hare évoquait également des carences en ce qui concerne la planification des mesures d'urgence au niveau provincial. En ce qui concerne le niveau fédéral, pensez-vous que nous avons dressé un plan d'urgence adéquat pour faire face à un accident nucléaire maximum?

M. Lévesque: Je ne suis pas spécialiste en la matière. Mes collègues pourront peut-être vous répondre. Je puis vous dire que notre commission étudie actuellement son propre programme de préparation aux situations d'urgence. En cas d'accident, que ferions-nous et comment?

[Text]

I have to say that up to now, for the Board we are doing it, but I do not seem to have seen similar things as far as Canada is concerned. I have not been in the post I occupy now long enough to be familiar with all that happens about emergency preparedness. From having visited France and England recently—and I will be visiting the USNRC's emergency preparedness at the end of the month—I have a feeling one does not take the accident very seriously, while in Europe they do take it seriously. They do assume such an accident is possible and, then, what do you do. But maybe my colleagues would like to add something at this point.

Mr. Domaratzki: Behind your question there is the fact that the responsibility for emergency preparedness is a provincial matter. It is in fact the provinces that put in place the plans to deal with major accidents. The federal government may be called to assist. A Federal Nuclear Emergency Response Plan exists, chaired by Health and Welfare Canada, of which we have one member.

I would hesitate to speak on behalf of Health and Welfare Canada. I would note, though, that when the Federal Nuclear Emergency Response Plan was reviewed by an outside consultant, his comment was that improvements are necessary and they are in progress. So he certainly found that things were not as good as they should be.

Mr. Clay: Do you think the board should have a stronger voice than it does in this at the federal level, that perhaps it should be the lead agency for this type of analysis?

Mr. Domaratzki: The board could be the lead agent. I do not think one should rule that out categorically. What one needs is somebody with the expertise in organizing departments, in pulling these things together. The board could do it, but so could Health and Welfare, so could Emergency Planning Canada, so could Environment Canada, given the resources.

• 1815

So I would not say we are necessarily the best. I think there are probably better than us. We could certainly play a more active role in advising those with the primary responsibility at the federal level.

Mr. Clay: Gentlemen, the last area I would like to turn to is that of cost recovery. I know the board in the past has expressed some reservations about trying to institute a high degree of cost recovery in its operations because of the effects this might have on some of your licensees. So perhaps I could ask you a couple of questions since the wording of the part III suggests that you have now been told to implement cost recovery and it is not an item over which you have really any control.

[Translation]

Je dois toutefois reconnaître immédiatement que je n'ai rien vu de semblable au niveau fédéral. Il n'y a pas suffisamment longtemps que j'occupe mon poste pour garantir que je sais tout ce qu'il y a à savoir au sujet des mesures d'urgence mais, après avoir visité récemment des installations en France et en Angleterre, et je vais bientôt visiter l'organisation des mesures d'urgence de la USNRC à la fin du mois, je dois dire que j'ai le sentiment que nous ne prenons pas les risques d'accident très au sérieux, au Canada, contrairement à nos homologues européens. Là-bas, on s'efforce de prévoir ce qu'il faudrait faire en cas d'accident. Mais mes collègues ont peut-être des choses à ajouter?

M. Domaratzki: Votre question laisse entendre que ce sont les autorités provinciales qui ont compétence en matière de préparation des mesures d'urgence, et vous avez tout à fait raison. Par contre, le gouvernement fédéral peut être invité à fournir son aide. Il existe un plan fédéral des mesures d'urgence nucléaires, comprenant un comité présidé par Santé et Bien-être social Canada et au sein duquel nous sommes représentés.

Je ne voudrais pas parler au nom du ministère de la Santé. Je constate toutefois que, lorsqu'un consultant indépendant a été invité à étudier ce plan fédéral, il a conclu qu'il faudrait y apporter des améliorations. Je crois que le processus en est engagé.

M. Clay: Pensez-vous que la Commission devrait avoir plus de pouvoirs à cet égard, au niveau fédéral, voire jouer le rôle d'organisme principal, pour ce type d'études?

M. Domaratzki: Nous pourrions être l'agence principale, il ne faut pas exclure catégoriquement cette possibilité. En fait, ce qu'il faut, c'est confier cette responsabilité à quelqu'un qui est capable d'organiser tous les services concernés. Notre commission pourrait le faire, mais aussi le ministère de la Santé, le ministère de l'Environnement ou Protection civile Canada, s'ils avaient les ressources appropriées.

En fin de compte, nous ne sommes peut-être pas les mieux placés pour assumer cette responsabilité. Par contre, nous pourrions probablement jouer un rôle plus actif pour conseiller les organismes détenant la responsabilité principale, au niveau fédéral.

M. Clay: Le dernier sujet que je voudrais aborder est celui de l'autofinancement. Je sais que votre Commission a exprimé certaines réserves, dans le passé, au sujet du relèvement de ses objectifs en la matière, étant donné les effets que cela pourrait avoir sur certains exploitants agréés. Cependant, le texte de cette partie III de votre budget me permet de penser qu'on vous a maintenant donné l'instruction de vous engager beaucoup plus sérieusement dans cette voie, et que vous n'avez pas vraiment votre mot à dire là-dessus.

[Texte]

What alternatives for cost recovery is the board considering, and what impact do you expect these various approaches to have on the different types of licensees you have?

Mr. R. Blackburn: We have undertaken a cost-recovery feasibility study, as we pointed out, at the request of Treasury Board, and that is in conformance with government policy. We have completed the first phase of that study, and that is what I call the internal phase. The conclusion of that study is that cost recovery may be feasible.

We have expressed some concerns in there, one about the legal viability. Do the right legal authorities exist to enable us to collect fees, to bind the Crown, which is a problem for us since many of our licensees are Crown agencies? The other concern generally stated is regarding what the impact will be on our regulatory effectiveness. Now, it is clear that cost recovery will not improve our regulatory effectiveness, but we are not quite sure if it will have a negative impact or to what degree that impact will be.

That first-phase study is now with Treasury Board. I understand it is to be addressed by Treasury Board ministers on May 17. If their decision is favourable, we will then proceed with the next phase of the feasibility study, and that is an open phase.

We would begin by preparing a fee schedule. We would follow that with some consultations with the provinces to let them know of the initiative. We would then go into a full public consultation, and at that stage we would expect to hear from the regulated industry regarding how they feel about paying for this service and that sort of thing. We would then draw some conclusions at the end of that second phase and make a final recommendation to Treasury Board. So I think it depends primarily on the outcome of the public consultation.

Mr. Clay: As the matter stands now, you do not have the authority to levy fees or charges, do you, or is that not clear in your act?

Mr. Lévesque: I do not think the act gives us that power now. There has to be some legislation passed. This is something we impose on the utilities or the people who will be charged for licences. We impose regulation on them; they do not come and ask for it. Ontario Hydro is not coming to ask us to regulate them; we impose it on them. Now we are going to impose it on them and charge them for it.

It is not exactly the same phenomenon as you have when you license airwaves. What you are really doing is reserving a certain band width for a certain station, which they need; otherwise, they could not function. Everybody would be all over the airwaves. So there is something you buy there when you pay your licence. What do you buy when you get the board?

[Traduction]

Étudiez-vous diverses options pour appliquer ce principe? D'après vous, quel impact ces options pourraient-elles avoir sur vos différents types d'exploitants agréés?

M. R. Blackburn: Nous avons entrepris une étude de faisabilité sur l'autofinancement, à la demande du Conseil du Trésor et conformément à la politique du gouvernement. La première étape de cette étude est terminée, c'est ce que j'appellerais l'étape interne, et la conclusion en a été que l'application de ce principe était faisable.

Nous avons toutefois exprimé certaines réserves quant à sa validité juridique. Autrement dit, détenons-nous les pouvoirs légaux requis pour nous permettre de percevoir des droits, notamment des pouvoirs publics, puisque beaucoup de nos exploitants sont des sociétés d'État? Autre problème: quel serait l'impact de ce système sur notre efficacité réglementaire? Il est clair que le principe de l'autofinancement n'améliorera pas notre efficacité réglementaire, mais nous ne sommes pas certains que l'impact général sera nécessairement négatif.

Les résultats de la première phase de l'étude ont été adressés au Conseil du Trésor, et je crois comprendre que les ministres du Conseil du Trésor les examineront le 17 mai. Si leur décision est favorable, nous entreprendrons la phase suivante de l'étude de faisabilité, qui est une phase ouverte.

Autrement dit, nous allons préparer un barème tarifaire et entreprendre des consultations avec les provinces. Ensuite, nous engagerons un processus de consultations publiques, qui devraient nous permettre de recueillir l'avis des entreprises réglementées. Finalement, nous tirerons des conclusions de cette deuxième phase et nous adresserons une recommandation finale au Conseil du Trésor. Donc, la décision dépendra largement des résultats des consultations publiques.

M. Clay: Dans la situation actuelle, vous n'avez pas le pouvoir de percevoir des droits ou des tarifs, ou y a-t-il une certaine ambiguïté à ce sujet, dans votre loi?

M. Lévesque: Je ne crois pas que la loi actuelle nous donne ce pouvoir. Il faudra donc adopter un texte particulier. Lorsque nous appliquons des règlements à une société de services publics, ce n'est pas elle qui vient nous le demander, nous le lui imposons. Maintenant, nous devrions non seulement imposer la réglementation mais demander à la société d'en faire les frais?

La situation n'est pas semblable à celle de la radiodiffusion, par exemple. Lorsqu'on réserve une certaine bande d'ondes à une station donnée, on lui accorde quelque chose dont elle a besoin et sans lequel elle ne pourrait pas fonctionner. Autrement dit, la station de radio qui paie pour obtenir un permis achète vraiment quelque chose. Par contre, celui qui paierait pour la réglementation de la Commission obtiendrait quoi en retour?

[Text]

I am expecting that the reaction from the utilities will not be very enthusiastic, especially since the cost will be relatively high. How will that affect our regulatory effectiveness? I do not really know. This is one of the points I want to discuss with my colleagues at the USNRC when I go at the end of the month to see how they are working it out. They do recuperate some money in the United States that way. They do charge for licences.

• 1820

Mr. Clay: You also referred to the large number of licences that you hold for the medical and industrial use of radio-isotopes. I presume that for some of the smaller users, a fee might be proportionately more onerous for them.

Mr. Lévesque: Yes.

Mr. Clay: So I interpret your remarks to mean that you still hold the same reservations you have expressed before.

Mr. Lévesque: Yes.

Mr. Clay: Gentlemen, I thank you for your patience in meeting with the committee this afternoon and I apologize for the fact you have had to put up with my questioning rather than those of the members, because of the vote, but we do appreciate your comments. Eugene, do I get to bang the gavel to close the meeting?

Mr. Lévesque: And we do thank you for your help and your patience.

Mr. Clay: Thank you.

The meeting adjourned.

[Translation]

Je suppose que les exploitants seront loin d'être enthousiastes, d'autant plus que les coûts seront probablement assez élevés. Quel sera l'effet de ce mécanisme sur notre efficacité réglementaire? Je n'en sais rien. C'est l'une des choses dont je veux discuter avec mes collègues de la USNRC, lorsque je les rencontrerai à la fin du mois, puisqu'ils appliquent déjà un tel système en faisant payer les permis qu'ils délivrent.

M. Clay: Vous avez également parlé tout à l'heure du grand nombre de permis que vous accordez pour l'utilisation médicale et industrielle de radio-isotopes. Je suppose que l'imposition de droits pour l'obtention des permis représenterait une charge proportionnellement beaucoup plus lourde pour de tels usagers.

M. Lévesque: Oui.

M. Clay: Dois-je donc en conclure que vous exprimez toujours les mêmes réserves qu'auparavant au sujet de cette idée?

M. Lévesque: Oui.

M. Clay: Messieurs, je tiens à vous remercier sincèrement d'avoir fait preuve de patience cet après-midi et je vous demande d'excuser les autres membres du Comité, qui n'ont pas pu venir vous interroger à cause du vote en Chambre. Nous vous remercions très sincèrement de votre témoignage. Eugene, c'est maintenant que je dois cogner le marteau?

M. Lévesque: De notre côté, nous vous remercions beaucoup de votre patience et de votre aide.

M. Clay: Merci.

La séance est levée.



If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

WITNESSES

At 3:30 o'clock

From the National Energy Board:

Mr. Roland Priddle, Chairman;
Mr. Jean-Guy Fredette, Vice-Chairman;
Mr. Robin Glass, Executive Director;
Miss Sandra Fraser, General Counsel;
Mr. John Klenavic, Secretary;
Mr. Wayne Ganim, Director, Finance Branch.

At 5:00 o'clock

From the Atomic Energy Control Board:

Mr. René J.A. Lévesque, President;
Mr. Zigmund Domaratzki, Director General,
Directorate of Reactor Regulation;
Mr. David Smythe, Director General, Directorate of
Fuel Cycle and Materials Regulation;
Mr. Robert Blackburn, Director, Planning and
Administration Branch;
Mr. John Beare, Director, Research and Radiation
Protection Branch.

TÉMOINS

À 15 h 30

De l'Office national de l'énergie:

M. Roland Priddle, président;
M. Jean-Guy Fredette, vice-président;
M. Robin Glass, directeur exécutif;
M^{lle} Sandra Fraser, conseiller juridique;
M. John Klenavic, secrétaire;
M. Wayne Ganim, directeur, Direction des finances.

À 17 heures

De la Commission de contrôle de l'énergie atomique:

M. René J.-A. Lévesque, président;
M. Zigmund Domaratzki, directeur général de la
réglementation des réacteurs;
M. David Smythe, directeur général de la
réglementation des matières nucléaires et des
radioéléments;
M. Robert Blackburn, directeur de la planification et
de l'administration;
M. John Beare, directeur de la recherche et de la
radioprotection.

HOUSE OF COMMONS

Issue No. 44

Monday, May 16, 1988

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 44

Le lundi 16 mai 1988

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

Energy, Mines and Resources

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1988-89: Votes 1, 5, 10, 15 and L20

CONCERNANT:

Budget principal des dépenses 1988-1989: Crédits 1, 5, 10, 15 et L20

APPEARING:

The Honourable Marcel Masse,
Minister of Energy, Mines and Resources

COMPARAÎT:

L'honorable Marcel Masse,
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

MINUTES OF PROCEEDINGS

MONDAY, MAY 16, 1988

(68)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 3:38 o'clock p.m., in Room 269 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Russell MacLellan, Lorne Nystrom and Barbara Sparrow.

Acting Members present: Claude Lanthier for Paul Gagnon; Lee Clark for Len Gustafson and Darryl Gray for Bob Porter.

Other Member present: Jack Shields.

In attendance: Lawrence Harris, Researcher.

Appearing: The Honourable Marcel Masse, Minister of Energy, Mines and Resources.

Witnesses: From the Department of Energy, Mines and Resources: Arthur Kroeger, Deputy Minister; George Anderson, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Sector; Jeff Carruthers, Assistant Deputy Minister, Energy Programs Sector; Stuart Mensforth, Assistant Deputy Minister, Finance and Administration Sector.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated February 23, 1988, relating to the Main Estimates 1988-89. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated May 11, 1988, Issue No. 43.*)

The Chairman called Votes 1, 5, 10, 15 and L20 under Energy, Mines and Resources.

The Minister made an opening statement and with the other witnesses, answered questions.

At 5:12 o'clock p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE LUNDI 16 MAI 1988

(68)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 15 h 38, dans la pièce 269 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow (*présidente*).

Membres du Comité présents: Russell MacLellan, Lorne Nystrom et Barbara Sparrow.

Membres suppléants présents: Claude Lanthier remplace Paul Gagnon; Lee Clark remplace Len Gustafson; Darryl Gray remplace Bob Porter.

Autre député présent: Jack Shields.

Aussi présent: Lawrence Harris chargé de recherche.

Comparait: L'honorable Marcel Masse, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Témoins: Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources: Arthur Kroeger, sous-ministre; George Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de la politique énergétique; Jeff Carruthers, sous-ministre adjoint, Secteur des programmes de l'énergie; Stuart Mensforth, sous-ministre adjoint, Secteur des finances et de l'administration.

Le Comité reprend l'étude de son ordre de renvoi du 23 février 1988 relatif au Budget principal des dépenses de 1988-1989. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 11 mai 1988, fascicule n° 43.*)

La présidente met en délibération les crédits 1, 5, 10, 15 et L20 inscrits sous la rubrique Énergie, Mines et Ressources.

Le Ministre fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

À 17 h 12, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Monday, May 16, 1988

• 1536

The Chairman: Order. The order of the day is the Main Estimates 1988-89, votes 1, 5, 10, 15, and L20. Appearing before the committee today is the Hon. Marcel Masse, Minister of Energy, Mines and Resources.

Mr. Minister, thank you very much for coming. It is always a privilege to have you before the committee.

I understand you have an opening statement.

L'honorable Marcel Masse (ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Madame la présidente, messieurs les députés, j'ai le grand plaisir de me joindre à vous aujourd'hui pour amorcer l'étude du Budget des dépenses du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. J'aimerais profiter de cette occasion pour passer brièvement en revue nos principales réalisations dans le domaine de l'énergie au cours du dernier exercice financier et, par la même occasion, vous exposer les grands principes qui sous-tendent les opérations et les orientations stratégiques autour desquelles s'articuleront les actions du Ministère dans les mois à venir.

Mon collègue, le ministre d'État aux Mines, l'honorable Gerald Merrithew, viendra prochainement vous expliquer le détail des dépenses du Ministère reliées à certains programmes, dont le Programme des minéraux et des sciences de la Terre.

De façon générale, comme en témoigne le plan de dépenses pour l'exercice 1988-1989, mon Ministère poursuivra l'harmonisation de ses programmes et politiques avec les priorités globales du gouvernement. Nous continuons d'élaborer des politiques et des programmes axés sur les marchés. Nous poursuivons la déréglementation du commerce de l'énergie, et ce en maintenant des relations efficaces et cordiales avec nos partenaires provinciaux.

Une grande part de nos efforts, au cours de la dernière année, visait à ramener des conditions normales dans le marché canadien de l'énergie. Il fallait à la fois encourager l'investissement, rétablir l'équilibre essentiel entre l'intérêt des producteurs et celui des consommateurs et améliorer les rapports entre le gouvernement canadien et ceux des provinces, qui sont clairement propriétaires de leurs ressources.

Ces efforts de redressement nous sont apparus essentiels et prioritaires, particulièrement à la lumière des possibilités considérables, tant en matière de marché que d'investissement, qu'offrait au secteur énergétique canadien l'accord commercial que nous avons conclu, au mois de janvier dernier, avec le gouvernement des États-

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le lundi 16 mai 1988

La présidente: La séance est ouverte. À l'ordre du jour, nous avons le budget principal des dépenses pour 1988-1989: les crédits 1, 5, 10, 15 et L20. Comparait devant le Comité aujourd'hui l'honorable Marcel Masse, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Monsieur le ministre, c'est toujours un honneur de vous accueillir devant le Comité, et nous vous remercions de votre présence aujourd'hui.

Je crois que vous avez une déclaration liminaire à faire.

Hon. Marcel Masse (Minister of Energy, Mines and Resources): Madam Chairman, members of Parliament, it is with great pleasure that I join you today to initiate the review of Energy, Mines and Resources estimates. I would like to take this opportunity to briefly review our main energy achievements over the last fiscal year, and, at the same time, to outline the rationale underlying the strategic directions that will govern the department's activities in the coming months.

My colleague, the Minister of State for Mines, the Hon. Gerald Merrithew, will appear before this committee soon to explain the department's expenditures under the Minerals and Earth Sciences Program.

In general, as reflected in the estimates for the 1988-89 fiscal year, my department will keep up its efforts to streamline its programs and policies, in keeping with the government's overall priorities. We will continue to develop market-oriented policies and programs, we will pursue the deregulation of energy trade, and at the same time, we will maintain efficient and cordial relations with our provincial counterparts.

A considerable part of our efforts over the last year were aimed at restoring the Canadian energy market to normal. We had to encourage investment, reinstate an essential balance between producers' and consumers' interests and improve relations between the Government of Canada and the provinces, the rightful owners of their resources.

We consider these corrective measures essential and high priority, especially as the trade agreement we signed in January with the Government of the United States offers great opportunities for the Canadian energy market and investment. This agreement provides guarantees concerning the treatment of Canadian exports that are

[Texte]

Unis. Les garanties que contient cette entente quant au traitement qui sera accordé aux exportations canadiennes ont une grande importance pour notre commerce énergétique, notamment dans les ventes de gaz naturel et d'électricité. L'Office national de l'énergie étudie présentement une transaction proposée par les producteurs gaziers de l'Ouest canadien, dont la valeur atteint 2.1 milliards de dollars. Au cours des derniers mois, le gouvernement du Québec a paraphé des contrats fermes d'exportation d'électricité aux États-Unis qui rapporteront plus de 40 milliards de dollars. En une seule année, soit en 1987, le Canada a vendu pour environ 11.2 milliards de dollars d'énergie sur les marchés américains. L'Accord de libre-échange établit un cadre commercial clair à un moment où l'ensemble de nos exportations énergétiques sont menacées par la vague protectionniste qui sévit présentement aux États-Unis.

En vertu notamment de l'Accord de l'Ouest et de l'Accord atlantique, il a été possible, au mois de janvier 1987, de rétablir, grâce à la première conférence fédérale-provinciale des ministres de l'Énergie depuis huit ans, un dialogue franc et productif entre le gouvernement canadien et ceux de toutes les provinces.

Nous avons également aboli les taxes discriminatoires, telle la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, et établi un régime fiscal qui, tout en reconnaissant le haut niveau de risque qui est inhérent au secteur de ressources, récompense le succès plutôt que l'activité.

• 1540

La déréglementation des exportations de pétrole et du commerce du gaz naturel sont d'autres mesures qui ont renforcé le secteur énergétique canadien et lui ont assuré une position privilégiée pour tirer profit de la libéralisation des échanges canado-américains. En septembre 1986, j'ai demandé à l'Office national de l'énergie de revoir en profondeur le cadre réglementaire s'appliquant aux ventes d'électricité. Au mois d'août dernier, j'ai saisi mes homologues provinciaux du rapport de l'ONE. À la suite des discussions et des consultations qui se sont poursuivies depuis, je serai en mesure d'annoncer prochainement une nouvelle politique de l'électricité qui reconnaîtra formellement et explicitement les caractéristiques particulières de cette source d'énergie, au même titre que le pétrole et le gaz naturel.

Notre volonté de travailler en étroite relation avec le secteur privé et de nous assurer que la prise des décisions en matière de développement énergétique soit fondée sur des considérations géologiques et économiques plutôt que sur des incitatifs fiscaux, ne doit toutefois pas être interprétée comme indifférence ou qualifiée de politique de laissez-faire.

Au contraire, notre engagement envers l'équité et l'intérêt, tant des producteurs que des consommateurs, demeure formel. Par exemple, mon Ministère suit de près l'évolution du marché gazier canadien depuis l'abolition du régime de tarification réglementé, au mois de novembre 1986. Ce mécanisme de surveillance était prévu

[Traduction]

very important for our energy trade, and particularly for our natural gas and electricity sales. The National Energy Board (NEB) is presently studying a \$2.1 billion proposal put forward by western gas producers. In recent months, the Government of Québec signed firm electricity export contracts with the United States which will yield more than \$40 billion. In 1987 alone, Canada sold about \$11.2 billion worth of energy on the American market. The free trade agreement establishes a clear commercial framework at a time when our overall energy exports are threatened by the current surge of protectionism in the United States.

In January, 1987, at the first federal-provincial energy ministers' conference in eight years, we were able to establish an open and productive dialogue between the federal and provincial governments under the Western and Atlantic Accords.

We have also abolished discriminatory taxes, such as the petroleum and gas revenue tax (PGRT), and established a tax system that, while recognizing the high risk inherent in the resource sector, rewards success rather than activity.

The deregulation of oil exports and the natural gas trade has also reinforced the Canadian energy sector and has ensured that it will hold a privileged position allowing it to benefit from freer trade between Canada and the United States. In September 1986, I asked the NEB to review in depth the regulatory framework applied to electricity sales. Last August, I presented the NEB's report to my provincial counterparts. Following discussions and consultations held since, I will soon be able to announce a new policy on electricity. The policy will formally and explicitly recognize the characteristics of this energy source, just as we have done for oil and natural gas.

Our determination to work closely with the private sector in decision-making in energy development, and to ensure that the private sector makes choices based on geological and economic considerations rather than on fiscal incentives, must not, however, be interpreted as indifference or seen as a policy of *laissez-faire*.

On the contrary, our policy remains a formal commitment to equity and both producer and consumer interests. For example, my department has closely followed the development of a Canadian gas market since the administered prices regime was abolished in November 1986. This monitoring mechanism was

[Text]

dans l'entente conclue le 31 octobre 1985. Mon Ministère a publié, il y a un peu plus d'un mois, le 14 mars dernier plus précisément, un rapport détaillé couvrant pour la première fois une année complète dans un contexte concurrentiel.

Il s'en dégage que le commerce gazier, tant intérieur qu'étranger, est très complexe et soumis à une multitude d'impératifs régionaux. Il est à mon avis trop tôt pour effectuer une évaluation définitive. Force est de reconnaître que toute nouvelle démarche en matière de réglementation, si elle devenait nécessaire, devrait inévitablement refléter sa diversité fondamentale.

Il est clair également, à l'examen du rapport, que les consommateurs canadiens ont bénéficié de tarifs plus avantageux. De plus, les producteurs, en dépit du caractère extrêmement volatile des marchés, tant aux États-Unis qu'au Canada, demeurent confiants face à l'avenir.

Dans ce même esprit, l'évolution des cours pétroliers internationaux et son incidence sur l'industrie canadienne ont été et demeurent pour moi et mon Ministère une préoccupation constante. Tout indique que la capacité mondiale, qui est présentement de l'ordre de 9 millions par jour, se maintiendra pour un avenir prévisible.

Je reconnais, comme d'ailleurs tous mes collègues du gouvernement, que l'instabilité des prix affecte directement le secteur pétrolier et gazier canadien. Lorsque les prix ont chuté à environ 10\$ le baril, à l'été 1986, les conséquences pour l'industrie canadienne ont été désastreuses.

La crise a été particulièrement sérieuse pour les petites et moyennes entreprises qui, contrairement aux grandes pétrolières intégrées, se sont retrouvées privées de capitaux autogénérés. Voilà pourquoi nous avons mis en oeuvre, l'été dernier, le Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur. Des crédits de l'ordre de 259 millions de dollars sont inscrits dans le présent Budget des dépenses de mon Ministère. L'effet d'entraînement des incitatifs prévus par ce programme pourrait amener des investissements de plus d'un milliard de dollars dans les activités d'exploration. Par ses dispositions, le programme vise un segment précis de l'industrie et constitue une réponse à une situation spécifique qui existait en 1986, époque où les membres de l'OPEP se disputaient le partage des marchés internationaux.

Le programme reflète à bien des égards ce juste milieu entre le laissez-faire et l'interventionnisme que cherche notre gouvernement et que préconise également le Comité dans son huitième rapport intitulé *Le pétrole—rareté ou sécurité*, qui a été présenté en septembre dernier. Comme je le soulignais dans l'avant-propos de la réponse du gouvernement au mois de février, il s'agit d'une excellente analyse des événements marquants du monde pétrolier international, et je vous assure que ce document saura éclairer notre réflexion dans l'élaboration de nos politiques. Il est clair, je crois, que nous sommes unanimes sur les objectifs fondamentaux, dont celui

[Translation]

provided for in the agreement signed on October 31, 1985. A little over a month ago, on March 14, my department published a detailed report covering, for the first time, a full year of competition.

It shows that the gas trade, both domestic and foreign, is very complex and subject to numerous regional considerations. In my view, it is too early to make a final evaluation, but we are forced to recognize that if new regulatory measures are necessary, they will inevitably have to reflect this fundamental diversity.

It is also clear from studying the report that Canadian consumers have enjoyed more attractive tariffs. Moreover, despite the extreme volatility of markets, both in the United States and in Canada, producers remain confident.

In the same spirit, the changes in world oil prices and their impact on the Canadian industry have been, and remain for myself and my department, a constant concern. Everything points to an excess capacity of world oil, right now about 9 million barrels a day; this will continue for the foreseeable future.

I recognize, as do all my government colleagues, that the instability of prices directly affects the Canadian oil and gas sector. When prices fell to about \$10 a barrel in the summer of 1986, the consequences for the Canadian industry were disastrous.

The crisis was particularly serious for small and medium-sized firms, which, unlike the large integrated oil companies, were left without any cash flow. That is why we implemented the Canadian Exploration and Development Incentive Program (CEDIP) last summer. My department's present estimates include \$259 million for this program. These incentives could generate investments of more than \$1 billion in exploration activities. The program is aimed at a precise segment of the industry and responds to a specific situation in 1986, when OPEC members were vying for world market share.

In many ways, the program reflects the balance between *laissez-faire* and the interventionism sought by our government and promoted by this committee in its eighth report entitled *Oil—Scarcity or Security*, tabled last September. As I mentioned in February when I introduced the government's response, it is an excellent analysis of the events that affected the international oil sector, and I assure you that this document will guide us in the development of our policies. I believe that we clearly agree on the fundamental objectives, in particular ensuring the viability and strength of the Canadian oil and gas sector.

[Texte]

d'assurer la viabilité et la vigueur du secteur pétrolier et gazier canadien.

Si l'on se fie au plan d'investissement des entreprises canadiennes, nous sommes sur la bonne voie. La société Petro-Canada qui, de par son mandat, doit maintenant agir comme toute autre pétrolière, prévoit par exemple investir quelque 939 millions de dollars pour des travaux d'exploration dans la seule région de l'Ouest canadien, de 1988 à 1992. Une autre grande entreprise du secteur en aval, la société PanCanadian Petroleum, a annoncé qu'elle y consacrera 17 p. 100 de plus cette année qu'en 1986, soit une augmentation de 287,5 millions de dollars. La prestigieuse firme américaine Salomon Brothers, après avoir mené un sondage auprès des dirigeants de l'industrie, rapportait en décembre que les sommes consacrées à l'exploration et à la mise en valeur augmenteraient de 21 p. 100 cette année au Canada.

• 1545

Voici donc le contexte économique dans lequel nous élaborons présentement, en collaboration avec les intervenants de l'industrie et les gouvernements provinciaux concernés, des propositions visant le financement et la mise en valeur d'une série de mégaprojets reliés aux hydrocarbures.

Étant donné toutefois l'incertitude qui persiste quant à l'évolution future des prix pétroliers, j'ai reconnu clairement, dans la politique que j'ai énoncée au mois de juin dernier, que le gouvernement canadien acceptait sa responsabilité dans ces dossiers. Nous avons d'ailleurs étudié, depuis le début de l'année, une série de propositions mises de l'avant par des promoteurs de plusieurs de ces mégaprojets, notamment ceux de Hibernia, Oslo et Husky, ainsi que le projet de construction du gazoduc de l'île de Vancouver, quant à la participation financière du gouvernement du Canada.

Je puis vous assurer, madame la présidente, que nous accordons une grande importance à ces mégaprojets et que nous savons très bien qu'ils peuvent avoir une incidence considérable sur le développement économique régional. Cette dimension était clairement reflétée dans la politique que nous avons énoncée au mois de juin dernier.

Nous reconnaissons tous, je crois, l'importance stratégique du pétrole, particulièrement dans le secteur des transports, où il répond à plus de 95 p. 100 de nos besoins d'énergie. Cette situation ne changera pas dans un avenir prévisible. Il demeure toutefois que l'importance relative des produits pétroliers dans notre économie, comme d'ailleurs dans celle de la plupart des pays industrialisés, est présentement à la baisse. En 1973, le pétrole répondait à 56 p. 100 de nos besoins d'énergie alors qu'en 1986, sa contribution avait baissé à 36 p. 100.

L'efficacité énergétique ainsi que le recours à d'autres carburants et combustibles ont profondément modifié le bilan énergétique canadien, et tout indique que cette tendance se poursuivra. On prévoit par exemple que la

[Traduction]

Considering the investment plans of Canadian companies, we seem to be on the right track. For example, Petro-Canada must now, according to its mandate, act like any other oil company. It plans to invest \$939 million between 1988 and 1992 for exploration activities in western Canada alone. Another large upstream company, PanCanadian Petroleum, announced it would spend 17% more than in 1986, an increase of \$287,5 million. The prestigious American firm, Salomon Brothers, surveyed industry leaders and reported in December that the amount dedicated to exploration and development would increase by 21% in Canada this year.

In this economic climate we are presently developing, in collaboration with the industry and provincial governments, recommendations for funding and implementing a series of petroleum megaprojects.

However, given the persistent uncertainty of future oil prices, I clearly recognized in my policy of last June that the Canadian government accepts a share of responsibility in these matters. Besides, we have been studying a series of proposals put forward by megaproject sponsors since the beginning of this year. Hibernia, Oslo, Husky and the sponsors of the Vancouver Island gas pipeline project are among those interested in the Government of Canada's financial contribution.

I can assure you, Madam Chairman, that we attach great importance to these megaprojects and that we know very well they can have considerable impact on regional economic development. This belief was clearly reflected in the policy we announced last June.

We all recognize, I think, oil's strategic importance, particularly in the transportation sector, where it meets more than 95% of our energy needs. This situation will not change in the foreseeable future. The relative importance of petroleum products in our economy, however, as in the economy of most of the industrialized countries, is presently decreasing. In 1973 oil accounted for 56% of our energy consumption but, in 1986, its share had dropped to 36%.

Energy efficiency and the use of other fuels has profoundly changed Canada's energy balance. We have every reason to believe that this trend will continue. For example, it is expected that the domestic demand for

[Text]

demande intérieure d'électricité augmentera de 2.7 p. 100 par année au cours des deux prochaines décennies. Au chapitre du pétrole, selon les mêmes prévisions, la hausse annuelle sera d'environ 1 p. 100.

Il est donc, à mon avis, essentiel que nos politiques reflètent non seulement cette diversité, mais la favorisent. Elles doivent également situer clairement les économies d'énergie et les énergies renouvelables dans cet ensemble, notamment dans la perspective de la productivité industrielle, de l'incidence régionale et également de la protection de l'environnement.

Par exemple, nous acceptons tous que les énergies éolienne et solaire ne joueront pas, dans un avenir prévisible, un rôle prépondérant dans le bilan énergétique total du Canada. Cependant, pour les collectivités éloignées qui ne sont pas desservies par les grands réseaux d'énergie pancanadiens, de nouvelles techniques pourraient constituer une solution efficace et relativement peu coûteuse. Mon Ministère suit d'ailleurs de près le projet de démonstration d'une grande éolienne à axe vertical, à Cap-Chat, au Québec, et a apporté une aide financière à une association de petits producteurs de l'Alberta qui veulent participer au réseau provincial d'électricité.

De la même façon, la biomasse constitue une ressource abondante dans les provinces de l'Atlantique, qui doivent s'approvisionner en pétrole importé. Le recours à cette source d'énergie, notamment dans l'industrie des pâtes et papiers, est non seulement avantageux sur le plan économique, mais contribue également à une plus grande productivité.

Le recours à l'énergie biomassique résout également, dans une grande mesure, le problème des déchets industriels et, par conséquent, favorise la protection de l'environnement. Cette dernière dimension, je la considère comme prioritaire. La grande majorité des Canadiens et des Canadiennes estime que le moment est venu d'amorcer concrètement le virage écologique. J'affirme depuis ma nomination et je crois fermement qu'une politique énergétique contemporaine ne peut être autre chose qu'une politique environnementale.

Cette approche intégrée en matière de politiques constitue l'une des grandes orientations stratégiques du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Elle a deux volets distincts: l'un interne, l'autre externe.

Cette façon de procéder trouve son expression dans la structure organisationnelle et opérationnelle du Ministère. Le nouveau Budget des dépenses fait état d'un tout nouveau secteur, celui de la politique globale et des communications, dont le mandat est d'assurer cette intégration et cette coordination dans le processus d'élaboration des politiques. D'ailleurs, d'autres rajustements ont été effectués dans les secteurs techniques et scientifiques du Ministère, afin de refléter les nouvelles politiques gouvernementales en matière de recherche et de développement, et également en vue de rapprocher davantage nos activités de celles du secteur privé.

[Translation]

electricity will rise by 2.7% a year over the next 20 years. According to the same projections, the annual increase for oil will be about 1%.

In my opinion, it is essential that our policies not only reflect this diversity, but that they support it. They must also clearly put conservation and renewable energy in this context, particularly from the standpoint of industrial productivity, regional impact and environmental protection.

In the foreseeable future, for example, we all agree that wind or solar energy will not play a leading role in the total Canadian energy balance. But for isolated communities that are not served by the large cross-Canada energy supply systems, these new technologies could offer an efficient and relatively inexpensive solution. My department is closely following a large vertical-axis wind turbine demonstration project in Cap-Chat, Quebec, and has financially assisted an association of small Albertan producers who want to link up to the provincial electricity grid.

Similarly, biomass is an abundant resource in the Atlantic Provinces, which depend on imported oil. The use of this energy source, notably in the pulp and paper industry, not only has economic advantages but also contributes to greater productivity.

The use of biomass energy also resolves, to a large extent, the problem of industrial wastes and, consequently, is ecologically sound. I consider this latter aspect a priority. The vast majority of Canadians feel the time is right to make a clear and concrete commitment to environmental protection. Since my appointment, I have stated and I still firmly believe that a modern energy policy is nothing if not an environmental policy.

This integrated approach to policy is one of the main strategic orientations of Energy, Mines and Resources and I wanted this process to have two distinct facets: one internal, the other external.

This approach is reflected in the organizational and operational structure of the department. The most recent estimates mention a totally new sector, Corporate Policy and Communications, whose mandate is to ensure integration and co-ordination in the policy-making process. Other changes have been made in the department's technical and scientific sectors to reflect the new government policies on research and development and also to bring our activities more in line with those of the private sector.

[Texte]

Le Bureau des affaires environnementales du Ministère relève maintenant de la sous-ministre adjointe à la Politique globale et aux Communications, et j'estime, à la lumière des événements des derniers mois, que sa position a été renforcée. Il a été possible d'élaborer rapidement un plan d'action détaillé en matière d'environnement, assorti d'un train de mesures concrètes. Il prévoit des actions tant au niveau des groupes environnementalistes qu'à ceux de l'industrie et des groupements provinciaux.

• 1550

Cette démarche est également le fruit d'une collaboration avec mon collègue de l'Environnement, l'honorable Tom McMillan, avec lequel j'ai constitué, à l'automne 1986, un comité interministériel. À ma demande expresse, mon Ministère a déjà amorcé un examen en profondeur de l'ensemble des lois relevant de ma compétence, par exemple celle qui définit le mandat de l'Office national de l'énergie, en vue d'assurer leur conformité avec nos priorités en matière d'environnement. Mon Ministère a également innové en acceptant de soumettre à un examen public les critères sur lesquels il base son évaluation des projets et des politiques énergétiques dans le cadre du Processus fédéral d'évaluation environnementale.

Cette réflexion ne doit pas être exclusive à la seule Fonction publique. Voilà pourquoi j'ai initié au mois d'avril dernier une consultation publique sur l'ensemble des questions reliées à l'énergie. C'était la première fois, depuis la Commission Borden dans les années 50, que les Canadiens et Canadiennes de toutes les couches de la société et de l'ensemble des régions pouvaient se prononcer sur leur avenir énergétique. Pendant huit mois, les représentants de l'industrie, des institutions, des producteurs, des consommateurs, des universités, des groupes écologistes et des syndicats ont pu, dans le cadre de Confluence énergétique, dialoguer et présenter leurs points de vue sur les termes réels de notre équation dans le domaine de l'énergie.

Depuis la dernière conférence publique tenue à Montréal, en décembre, le président de Confluence énergétique, M. Tom Kierans, et les membres du Comité consultatif s'affairent à préparer une synthèse des propos recueillis. Ils doivent me remettre prochainement leur rapport, et je me suis déjà engagé à traiter publiquement de ces recommandations.

Cette consultation aura permis de dresser les paramètres, d'identifier les composantes, de définir les enjeux et également de jeter les bases d'un dialogue qui pourra se poursuivre dans les années à venir. Quels sont les choix qui s'offrent à nous? Quelle importance devons-nous accorder aux sources d'énergie de l'avenir, dont par exemple l'hydrogène? Dans quel contexte et selon quelles règles doit se dérouler la concurrence entre les diverses formes d'énergie? Il s'agit là de quelques-unes seulement des questions fondamentales auxquelles nous devons répondre en préparant notre avenir énergétique et le cadre politique qui l'orientera.

[Traduction]

The department's Office of Environmental Affairs is now under the responsibility of the Assistant Deputy Minister, Corporate Policy and Communications. In light of the events in recent months, I believe her position has been strengthened. We have succeeded in rapidly formulating a detailed environmental action plan, accompanied by a set of concrete measures. It provides for the activities of environmental groups, industry and provincial governments.

This approach is also the result of co-operation with my colleague, the Hon. Tom McMillan, Minister of the Environment, with whom I created, as early as the fall of 1986, an interdepartmental committee. At my specific request, my department has already initiated an in-depth review of all the pieces of legislation under my jurisdiction, such as the National Energy Board Act, to ensure that they are consistent with our environmental priorities. My department has also broken new ground in agreeing to submit to public review its criteria for evaluating energy projects and policies under the federal environmental assessment and review process.

However, this approach must not be restricted exclusively to the public sector. That is why, last April, I initiated broad public consultations on all energy matters. It was the first time since the Borden Commission in the 1950s that Canadians from all walks of life and from every region had had an opportunity to present their views on their energy future. For eight months, the Energy Options process gave representatives from industry, institutions, universities, environmental groups and unions, as well as producers and consumers, the chance to establish a dialogue and express their views on the real terms of our energy equation.

The last public conference was held in Montreal in December. The President of Energy Options, Mr. Tom Kierans, and the members of the advisory committee have been busy preparing a summary of the comments received. They should submit their report to me soon, and I am already committed to dealing publicly with its recommendations.

This consultation has allowed us to draw up parameters, to identify components and to define the issues. It will also set the stage for a dialogue that is to continue over the coming years. What are the options open to us? What importance should we give to the energy sources of the future, such as hydrogen? In what context and by what rules should the various forms of energy compete? These are but some of the fundamental questions we will have to answer in preparing our energy future and its policy framework.

[Text]

La recherche de ce consensus essentiel ne peut passer que par une seule voie, celle d'un dialogue franc et ouvert. Un ministère existe pour et par ses clientèles. Il est à la fois leur agent et l'instrument de l'ensemble de la société qui a choisi d'exercer ses choix par des gouvernements élus. Dans le cas d'un ministère comme celui de l'Énergie, des Mines et des Ressources, dont le mandat est à la fois politique, technologique et scientifique, et qui, par ses activités, touche directement et indirectement l'ensemble du secteur des ressources dans toutes les régions du pays, un tel rôle débouche sur des impératifs clairs. Aucune mesure ou politique ne peut être pleinement efficace si elle n'est pas issue d'un milieu qui ne reflète pas adéquatement tous les éléments de la société canadienne.

Dès mes premières semaines à la tête du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, j'ai constaté que la participation des francophones, à l'intérieur du Ministère et des organismes relevant de ma compétence, était nettement insuffisante par rapport à leur poids démographique dans la société canadienne. Les parlants français représentaient certes 24 p. 100 des quelque 5,000 employés d'EMR, mais il y avait une dimension que je trouvais particulièrement troublante. Les francophones occupaient 35 p. 100 des postes de soutien, mais leur représentation dans les catégories scientifique et de gestion n'atteignait que 15 p. 100 et 10.5 p. 100 respectivement. Dans la stricte perspective de la Loi sur les langues officielles, proclamée par le Parlement canadien près de 20 ans auparavant, cette situation était clairement inacceptable. Le commissaire aux langues officielles l'avait d'ailleurs souligné à maintes reprises. Ce déséquilibre m'apparaissait encore plus grave dans la mesure où il portait atteinte à la capacité de ce ministère d'exercer un mandat véritablement canadien, à un moment où il était justement nécessaire d'élargir considérablement la portée de nos programmes et politiques, tant dans le domaine de l'énergie que dans celui de la recherche scientifique et technologique.

J'ai ainsi décidé, en décembre 1986, de créer un comité formé de représentants du secteur privé et du milieu universitaire, dont le mandat était de nous suggérer des mesures qui corrigeraient la sous-représentation francophone au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et dans les organismes d'État dont je réponds au Parlement.

Le Comité me remit quelques mois plus tard un rapport détaillé et je m'engageai aussitôt à y donner suite. Notre action au cours des derniers mois s'est articulée autour de trois critères précis et mesurables, soit la participation francophone, l'utilisation du français comme langue de travail et, enfin, le service au public.

Je me propose de présenter prochainement un bilan détaillé de nos réalisations à ce chapitre. Je me contenterai de souligner que mon Ministère a réussi, et ce en dépit de la réduction générale de ses effectifs, à accroître de 10.5 p. 100 à 16.2 p. 100 le nombre des francophones dans la catégorie de la gestion. De plus, le

[Translation]

There is only one path to follow in the search for this essential consensus, that of a candid and open dialogue. A department exists for and by the people it serves. It is both their agent and their instrument for exercising society's options through elected governments. Such a role carries clear obligations for a department like Energy, Mines and Resources, whose mandate is at once political, technological and scientific. By its activities, it directly and indirectly affects the entire resource sector in every region of the country. No measure or policy can be totally efficient if it is the product of an environment that does not adequately reflect all facets of Canadian society.

In my first weeks at the head of the Department of Energy, Mines and Resources, I noticed right away that francophone participation in the department and the agencies under my jurisdiction was clearly out of proportion to their demographic weight in Canadian society. Francophones did represent 24% of about 5,000 EMR employees, but there was one aspect I found very troubling—francophones occupied 35% of support positions, but represented only 15% of scientific positions and 10.5% of the management positions. Strictly from the perspective of the Official Languages Act enacted by Parliament some 20 years earlier, the situation was clearly unacceptable. Besides, the Official Languages Commissioner had mentioned this several times. This imbalance seemed to me all the more serious in that it undermined the department's capacity to fulfil a truly Canadian mandate, at the very moment when it was necessary to broaden considerably the scope of our programs and policies, in the energy sector as well as in scientific and technological research.

I thus decided, in December 1986, to create a committee made up of representatives from the private sector and universities, whose mandate was to suggest ways of correcting francophone under-representation in the Department and in the Crown corporations and agencies for which I am accountable before Parliament.

A few months later, the committee submitted a detailed report and I immediately committed myself to acting upon it. During the last few months, our actions have focused on three precise and measurable criteria: Francophone participation, the use of French as a working language and, finally, services to the public.

I intend to report in the near future on our achievements in this regard. For the time being, suffice it to say that my department has succeeded, despite the general reduction of its personnel, in increasing the number of francophones in the management category from 10.5% to 16.2%. Moreover, the department and the

[Texte]

Ministère, comme d'ailleurs tous les organismes d'État relevant de mon portefeuille, notamment la société Petro-Canada, ont depuis lors dressé et accepté des stratégies précises visant à améliorer la participation des francophones.

• 1555

Ce qui me semble tout aussi important, c'est que cette démarche ait donné lieu à une nouvelle ouverture sur le Québec, ses institutions, ses universités et ses centres de recherche. Les secteurs de mon Ministère voués à la recherche technologique et scientifique, notamment la Commission géologique du Canada et le Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie, ont redoublé leurs efforts afin d'intensifier leur collaboration avec les universités et les centres de recherche du Québec. Cette synergie, à mon avis, profitera à l'ensemble du Canada.

On attribue au grand homme politique Talleyrand le propos suivant: «Un ministère qu'on soutient est un ministère qui tombe». Mon objectif, madame la présidente, n'est pas de soutenir mon Ministère, mais de lui donner de nouvelles assises qui répondent aux besoins d'aujourd'hui et de demain. À partir de la Commission géologique du Canada, qui a été créée avant même l'Acte de Confédération et dont il est issu, ce Ministère a relevé avec succès les défis que posait notre cheminement comme peuple et comme société. Par leurs travaux d'exploration, ces premiers artisans ont ouvert la voie à l'industrie minière du Québec et à celle du pétrole dans l'Ouest canadien. Dans l'expansion rapide de l'après-guerre, il a appuyé, par ses politiques et ses travaux de recherche, notre développement industriel et la mise en place d'une infrastructure énergétique qui fait aujourd'hui l'envie de nombreux pays industrialisés. Ce large éventail de sources d'énergie, qu'il s'agisse de l'énergie nucléaire et marémotrice ou d'efficacité énergétique, dont nous pouvons aujourd'hui tirer profit pour soutenir notre croissance tout en respectant notre milieu naturel, nous le devons, en grande mesure, aux programmes et aux politiques de ce Ministère.

Madame la présidente, je vous remercie.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Minister. I have to commend you and your department on the CEDIP program you introduced a year ago in terms of the small producers and explorers. It has been extremely beneficial. The EMR office in Calgary has worked very successfully and I think you are to be commended.

Mr. MacLellan: I would like to welcome the minister. My first question relates to a witness we had recently, the Atomic Energy Control Board. The Atomic Energy Control Board says that they need another 50% increase in resources to be able to do the job. They were asked how you spoke about the 50% increase in resources to satisfactorily perform your functions and how serious is the shortfall today in terms of work you do. Is it

[Traduction]

Crown Corporations and agencies under my jurisdiction, notably Petro-Canada, have since then formulated and accepted specific strategies to improve francophone participation.

That this process has given us a new opening to Québec, its institutions, its universities and research centres appears to me to be just as important. My department's technological and scientific research sectors, particularly the Geological Survey of Canada and the Canada Centre for Mineral and Energy Technology, have stepped up their efforts to intensify their co-operation with Québec's universities and research centres. I believe this synergy will benefit Canada as a whole.

The great politician Talleyrand has been quoted as saying: "A ministry that needs support is doomed to fall." My objective, Madam Chairman, is not to prop up my department, but to give it new foundations to help it meet the needs of today and of tomorrow. Right from the first days of the Geological Survey of Canada, created even before Confederation and from which it evolved, this department has always successfully accepted the challenges of our progress as a people and as a society. Through their exploration activities, the department's first craftsmen paved the way for the mineral industry in Québec and for the petroleum sector in western Canada. During the rapid growth of the post-war years, it supported, through its policies and its research, our industrial development and the establishment of an energy infrastructure which is envied by many industrialized countries. The vast array of energy sources—nuclear energy, tidal power, energy conservation—that foster growth while protecting our environment, we owe, in great part, to the programs and policies of this department.

Thank you, Madam Chairman.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur le ministre. Je me dois de vous féliciter et de féliciter le ministère du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur, qui a été lancé il y a un an pour aider les petits producteurs et ceux qui font de l'exploration. Le programme a été extrêmement utile. Le bureau du ministère à Calgary a fonctionné de façon très efficace, et je crois que vous méritez des félicitations.

M. MacLellan: Je tiens à commencer par souhaiter la bienvenue au ministre. Ma première question porte sur des remarques faites par des témoins que nous avons reçus dernièrement de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. D'après ces témoins, la Commission a besoin d'une augmentation de 50 p. 100 de ses ressources afin de faire son travail. On avait demandé aux témoins quelles étaient les incidences de ce manque de ressources sur le

[Text]

impinging on your ability to judge the safety of reactors? Is it interfering with your ability to do your own research on the pressure tube problem? How much is your organization crippled by the lack of resources?

Mr. Lévesque, the president of the Atomic Energy Control Board, says:

I have a feeling we are crippled. I mean it takes longer to do the work, but also we cannot do it in so much depth as we would like to. We do not feel as secure as we would like to feel in this business.

He said he thought Mr. Domaratzki might have some very precise examples of this. Mr. Domaratzki said that with the staff they have, there are tasks to which they might have to give lower priority. He said:

As an example, we have received some of the safety reviews relating to the implications of the Chernobyl incident for CANDU reactors. We have taken a very quick look at it and have decided at the moment we have to give it a lower priority; there are other things that are higher priority. We will get around to it in six months or a year. It may be a wrong decision, but on the basis of the quick review, it is the decision we had to make. There are more likely places for benefit of our resources there.

It just seems to me, Mr. Minsiter, that the Atomic Energy Control Board does not have the resources to do the work and it is threatening the safety of Canadians. I wanted your comments on that.

M. Masse: Il est évident que, partout au monde, dans tous les ministères, dans chacune des directions générales et dans chacun des services, il y a toujours un problème: si on était plus nombreux, on réglerait plus facilement l'ensemble des problèmes. Il est évident que les gouvernements, partout, ne sont pas toujours en mesure de répondre positivement à ces demandes. Par contre, pour ce qui est plus particulièrement du point qui est traité ce matin, j'ai eu l'occasion il y a déjà quelques mois de rencontrer M. Lévesque et de discuter, en termes généraux, et ce à la suite de sa nomination, de son travail à l'organisme. Et l'un des points sur lesquels il devait nous entretenir, c'est l'amélioration de la réglementation ainsi que de la question des effectifs pour appliquer cette réglementation-là.

• 1600

Je sais que le Ministère n'a pas encore reçu de demande officielle pour ce qui est des effectifs de la Commission. Vous pouvez être certain que dès réception de cette requête-là, nous l'étudierons avec le plus grand soin, et ce dans l'esprit de la sécurité, c'est-à-dire le point que vous avez soulevé.

Mr. MacLellan: Good. Thank you.

[Translation]

travail qu'ils font actuellement. On leur avait demandé si ce manque de ressources entravait leur capacité de juger de la sécurité des réacteurs ou s'il rendait plus difficile la recherche de la Commission sur le problème des tubes de force? On avait demandé dans quelle mesure la Commission était paralysée par le manque de ressources.

M. Lévesque, le président de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, a répondu:

J'ai l'impression que la Commission est paralysée. Il nous faut beaucoup plus de temps pour faire le travail, mais en plus nous ne pouvons pas le faire de façon aussi détaillée que nous le souhaiterions. Nous n'avons pas toute la sécurité que nous aimerions avoir.

Il a demandé à M. Domaratzki de nous donner des exemples précis. M. Domaratzki a dit que compte tenu du manque de personnel, il faut parfois accorder une priorité moins grande à certaines tâches. Il a dit:

Par exemple, nous avons reçu certaines des études de sécurité concernant les répercussions de l'incident de Tchernobyl sur les réacteurs CANDU. Nous avons examiné ces rapports très rapidement et nous avons décidé qu'en ce moment, il faut accorder une priorité moindre à cette question. Il y a d'autres choses qui sont plus importantes. Nous allons finir par nous intéresser à cette question dans six mois ou dans un an. Il se peut qu'on se trompe en procédant de cette façon, mais par suite de notre étude rapide de ces rapports, c'est la décision que nous avons dû prendre. Nous avons décidé d'affecter nos ressources à d'autres questions.

Il me semble, monsieur le ministre, que la Commission de contrôle de l'énergie atomique n'a pas les ressources nécessaires pour faire son travail, ce qui compromet la sécurité des Canadiens. Qu'est-ce que vous en pensez?

Mr. Masse: There is no doubt that in all departments, branches and sections throughout the world, problems would be solved more easily if there were more staff. No government anywhere can always respond positively to requests for more staff. However, with respect to the issue raised by the member this morning, a few months ago, following his appointment, I met with Mr. Lévesque to discuss the board's work in general terms. One of the points he discussed was improved regulations and the issue of the staff required to implement the regulations.

I know that the department has not yet received an official request regarding the board's staff. I can assure you that once we receive the request, we will give it very careful consideration in the context of safety considerations, which is the point you raised.

M. MacLellan: Très bien. Merci.

[Texte]

The next question concerns the refusal of funds for Husky, the 80% grants under the Petroleum Incentive Program.

Your government, Mr. Minister, decreed that Husky was a Canadian company, even though 43% of its shares were owned by Mr. Lee and 9% owned by his son. Yet when it comes to the Petroleum Incentive Program, you say it is not a Canadian company. How can it be both? Either it is a Canadian company or it is not a Canadian company.

M. Masse: Il y a dans notre approche des principes différents selon les questions qui sont posées, mais dans ce cas particulier je vais demander au sous-ministre responsable du Programme énergétique d'expliquer les nuances à apporter aux deux aspects.

Mr. Jeff Carruthers (Assistant Deputy Minister, Energy Programs Sector, Department of Energy, Mines and Resources): I guess the simple way of explaining it is to say that there really are, depending on what act you are looking at, two different ways of defining what Canadian is. The traditional method used by agencies like Investment Canada and others is to look at whether it is Canadian from a control point of view. It either is or is not. So it is one test.

When the Petroleum Incentives Program was established there was a more complicated test put in which related to not only whether you are Canadian in the control sense but also how much Canadian ownership you have. That is the problem that Husky ran into. We never did get around to determining the control side of it; we just looked at the Canadian ownership, counting the number of shares held by Canadians. They did not get through that first gate and therefore they did not get the higher level of grants that come with having a very high level of ownership by Canadian individual shareholders.

There are two different issues here, and unfortunately they fell through the first trap door, if you want to call it that.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, with all due respect to Mr. Carruthers, there are not two separate issues here. You have one government, you have two agencies; you have the Department of Energy, Mines and Resources saying it is not a Canadian company and you have Investment Canada saying it is a Canadian company. Supposedly, Investment Canada was looking at the same criteria as the Department of Energy, Mines and Resources. It seems that when it comes to giving away the property and the rights of Canadians, the government is very quick to do so. But, when it comes to following up, it has different criteria. I do not think that is fair.

Mr. Carruthers: If you remember, PIP in fact had different levels of grants—depending on how Canadian

[Traduction]

Ma prochaine question porte sur le rejet de la demande de la société Husky pour des subventions de 80 p. 100 en vertu du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

Monsieur le ministre, votre gouvernement a décidé que la Husky était une société canadienne, même si 43 p. 100 de ses actions étaient la propriété de M. Lee père et 9 p. 100 celle de M. Lee fils. Cependant, dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, votre gouvernement décide que ce n'est plus une société canadienne. De deux choses l'une: c'est une société canadienne ou ce n'est pas une société canadienne.

Mr. Masse: We use different criteria depending on the issue at hand; however, in this particular case I am going to ask the Deputy Minister in charge of the Energy Programs to explain the subtleties of this point.

M. Jeff Carruthers (sous-ministre adjoint, Programme énergétique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Pour vous expliquer cela de façon simple, il y a deux définitions différentes de ce que c'est qu'une société canadienne. Tout dépend de la loi qui est en jeu. La méthode classique utilisée par Investissement Canada et d'autres est d'examiner le contrôle de la société. C'est de cette façon qu'on décide si elle est ou si elle n'est pas une société canadienne. Voilà l'un des critères qui sont appliqués.

Lorsque le Programme d'encouragement du secteur pétrolier a été créé, il y avait un critère plus compliqué qui portait non seulement sur le contrôle de la société, mais également sur la participation canadienne. C'est le problème auquel la société Husky s'est heurtée. Nous n'avons jamais examiné la question du contrôle; nous avons examiné seulement la question de la participation canadienne. Nous avons compté le nombre d'actions détenues par des Canadiens. Puisque la société n'a pas respecté ce premier critère, elle n'a pas reçu ce niveau plus élevé de subventions qui est accordé aux sociétés qui ont un nombre très élevé d'actionnaires canadiens.

Ce sont deux questions distinctes, et malheureusement, la Husky n'a pas respecté le premier critère.

M. MacLellan: Sauf le respect que je dois à M. Carruthers, madame la présidente, j'insiste pour dire qu'il n'y a pas deux questions distinctes. Il y a un gouvernement et deux organismes du gouvernement. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources dit qu'il ne s'agit pas d'une société canadienne, alors qu'Investissement Canada dit que si. Il est à supposer qu'Investissement Canada avait les mêmes critères que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Il semble que le gouvernement n'hésite pas à faire cadeau de la propriété et des droits des Canadiens. Cependant, il applique d'autres critères au moment du suivi. À mon avis, c'est injuste.

M. Carruthers: Je vous rappelle que le Programme d'encouragement du secteur pétrolier avait prévu

[Text]

you were, you got 80% or you got 50% or you got 25%. So in fact PIP, which of course is no longer in effect, did set up, rightly or wrongly, gradations of grants based on gradations of measurement of Canadian ownership. It was not one or the other; it was actually a number of levels. By definition, the legislation had to make what are very tricky, very detailed technical decisions based on different levels of Canadian ownership. It is not the same kind of test that is associated with other pieces of legislation: are you or are you not Canadian?

• 1605

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I would say the stricter of the two tests should be the one implemented by Investment Canada, not the one by Energy, Mines and Resources, because you are talking about the actual allowing of the sale of shares outside the country and talking about the government's own stipulated policy of 50% Canadianization of increasing the amount of Canadianization and not selling healthy Canadian companies with assets over \$5 million.

What about the situation with Bow Valley? Investment Canada said Bow Valley Industries is a Canadian company, even though the majority of seats on the board of directors are representatives of British Gas. What about Bow Valley? Have they made a request for PIP funding; and what would the department's position be with respect to Bow Valley?

M. Masse: Monsieur le président, j'aimerais d'abord noter que pour ce qui est de l'analyse du Ministère au sujet des programmes, comme pour le PIP, il s'agit de politiques et de paramètres qui avaient été établis par le précédent gouvernement et dont on a poursuivi l'application jusqu'à la fin du programme parce qu'il nous apparaissait quand même juste de ne pas changer les critères en cours de route. Quant aux raisons profondes qui ont donc amené ces critères-là plutôt que d'autres, je pense que mon ami le député est bien placé pour le demander aux anciens ministres libéraux la raison pour laquelle c'était fait de cette façon-là.

Pour ce qui est de Bow Valley Industries Ltd., contrairement à ce que les journaux ont annoncé, Investissement Canada n'a pas encore pris de décision au sujet de Bow Valley et de la canadianisation. . .

Mr. MacLellan: About consideration of Bow Valley.

Mr. Masse: Yes.

Mr. MacLellan: Certainly the Minister of Regional Industrial Expansion does not seem to have any concerns about the Canadian content of Bow Valley.

Mr. Masse: In due respect for the minister, we should wait for the decision before pronouncing on it or being pleased about his approach.

[Translation]

différents niveaux de subvention—de 80 p. 100, de 50 p. 100 et de 25 p. 100, selon le niveau de participation canadienne. Donc, ce programme, qui n'est plus en vigueur, a prévu, à tort ou à raison, des niveaux différents de subvention selon les niveaux de participation canadienne. Il y avait donc différents degrés de participation canadienne qu'une société pourrait avoir. La loi devait donc prévoir des critères qui permettaient la prise de décisions très techniques et très détaillées fondées sur les différents niveaux de participation canadienne. Ce n'est pas du tout le même critère qui est utilisé dans d'autres lois où il s'agit de savoir si oui ou non une société est canadienne.

M. MacLellan: Il me semble, madame la présidente, qu'Investissement Canada devrait appliquer le plus sévère des deux critères. Il s'agit, après tout, de la vente d'actions à l'extérieur du pays. C'est la politique du gouvernement d'avoir une participation canadienne de 50 p. 100, et d'accroître la participation canadienne. Il ne faut pas vendre des sociétés canadiennes qui se portent bien et qui ont un actif de plus de 5 millions de dollars.

Qu'en est-il de la Bow Valley? Investissement Canada a décidé que la Bow Valley Industries est une société canadienne, même si la plupart des membres du conseil d'administration sont de la British Gas. Quelle est la situation de la Bow Valley? Est-ce qu'elle a fait une demande de subvention en vertu du Programme d'encouragement du secteur pétrolier? Quelle est la position du ministère en ce qui concerne la Bow Valley?

Mr. Masse: I would like to point out first that programs such as the PIP were put in place by the previous government. We continued to implement them until their expiry date, because we did not think it would be fair to change the rules in the middle of the game. As to why these criteria were put in place rather than others, I think my friend Mr. MacLellan is in a good position to ask this question of the former Liberal ministers who set the program up.

On the question regarding Bow Valley Industries Limited, contrary to reports in the newspapers, Investment Canada has not yet made a decision about Bow Valley and the Canadianization. . .

M. MacLellan: Concernant la situation de la Bow Valley.

M. Masse: C'est cela.

M. MacLellan: Le ministre de l'Expansion industrielle régionale ne semble pas se préoccuper du contenu canadien de cette société.

M. Masse: Par respect pour le ministre, je pense qu'il faut attendre, pour blâmer ou approuver sa décision, de la connaître.

[Texte]

Mr. MacLellan: Madam Chairman, 33% of the voting shares of Bow Valley have already been sold to British Gas, and British Gas now has a majority of the seats on the board of directors of Bow Valley. To say that this is not the time to make a decision on that is ludicrous, because it has already transpired. When does the minister think the decision should be made on this? The transaction has already taken place.

M. Masse: Madame la présidente, si vous permettez, je vais demander au sous-ministre responsable de la politique énergétique d'expliquer les nuances entre les deux aspects, y compris pour Bow Valley.

Mr. George Anderson (Assistant Deputy Minister, Energy Policy Sector, Department of Energy, Mines and Resources): Madam Chairman, the purchase of the shares in Bow Valley by British Gas was designed in such a way that it was not a reviewable transaction by Investment Canada. That did not involve a determination by Investment Canada as to whether or not Bow Valley, before or after the event, was a Canadian company. It was simply a case of British Gas looking at the law and arranging its affairs so it could buy what it bought within the terms of the law.

There has been no decision, as far as I am aware of—this was certainly the case as of Friday—by Investment Canada as to the status of Bow Valley for future purchases, if it itself wanted to become an acquirer, whether Bow Valley would be treated as a Canadian company or a foreign-controlled company. That has to do with another section in the Investment Canada Act. Really, it is not our departmental responsibility to speak to you about that act. But as far as I am aware, no decision has been announced.

There was a misleading newspaper article, and I understand Bow Valley issued a press release correcting the newspaper article.

The Chairman: Thank you, Mr. Anderson. Mr. Nystrom.

M. Nystrom: Merci, madame la présidente.

Je souhaite la bienvenue à M. le ministre qui a bien voulu venir témoigner cet après-midi. Je voudrais poser quatre ou cinq questions.

D'abord, pour la question de la francophonie, j'appuie le ministre dans sa démarche pour avoir un épanouissement de la participation des francophones partout au pays. Cependant, pourrait-il expliciter davantage ses idées et ses objectifs, et élaborer sur les *timetables* pour avoir plus de francophones? Que veut dire avoir à peu près 28, 29, ou 30 p. 100 presque partout au sein du ministère? Et vers quelle date aussi, monsieur le ministre, cela sera-t-il accompli?

[Traduction]

M. MacLellan: Madame la présidente, 33 p. 100 des actions avec droit de vote de la Bow Valley ont déjà été vendues à la British Gas, et la British Gas a maintenant une majorité au sein du conseil d'administration de la Bow Valley. Il est aberrant de dire que ce n'est pas le moment de prendre une décision à ce sujet, car l'achat a déjà eu lieu. Quand faut-il prendre une décision selon le ministre? La transaction a déjà eu lieu.

Mr. Masse: Madam Chairman, with your permission, I will ask the Assistant Deputy Minister in charge of energy policy to explain the distinctions between the two situations, as concerns Bow Valley as well.

M. George Anderson (sous-ministre adjoint, politique énergétique, Ministère de l'énergie, des mines et des ressources): Madame la présidente, l'achat des actions de la Bow Valley par la British Gas a été fait de façon à soustraire l'investissement à l'examen d'Investissement Canada. Investissement Canada n'avait pas à décider si oui ou non la Bow Valley était, avant ou après la transaction, une société canadienne. La British Gas s'est tout simplement organisée pour acheter les actions en conformité avec la loi.

Que je sache—c'était certainement le cas vendredi—il n'y a pas eu de décision de la part d'Investissement Canada concernant la capacité de la Bow Valley de procéder à des acquisitions futures, si la société elle-même voulait en faire. On n'a pas encore décidé si la Bow Valley serait considérée comme une société canadienne ou une société contrôlée par des intérêts étrangers. Il s'agit d'une disposition qui se trouve dans un autre article de la Loi sur Investissement Canada. Il n'incombe pas vraiment à notre ministère de vous parler de cette loi. Cependant, que je sache, on n'a pas encore annoncé la décision.

Il y a bien eu un article de journal trompeur, mais je crois comprendre que la Bow Valley a publié un rectificatif.

La présidente: Merci, monsieur Anderson. Monsieur Nystrom.

Mr. Nystrom: Thank you, Madam Chairman.

I would like to welcome the Minister and thank him for appearing before the committee this afternoon. I have four or five questions I would like to ask.

My first question regards francophone participation. I support the Minister's efforts to promote francophone participation throughout the country. However, perhaps he could give us more information on his ideas, objectives and timetables. What does he mean by an objective of 28, 29 or 30% francophone participation virtually throughout of the department? By what date do you expect to achieve that objective?

[Text]

[Translation]

• 1610

M. Masse: Madame la présidente, on peut considérer le nombre de francophones en termes de poids démographique, avec un pourcentage largement similaire à ce qu'il représente comme poids démographique dans la société, à un moment donné, d'une part. D'autre part, il y a plusieurs façons de mesurer les choses. On peut dire il y a x p. 100 de francophones dans la société, il y a donc x p. 100 de francophones au Ministère, et tout le monde devrait être heureux.

Cependant, si vous regardez les chiffres globalement, la relation n'est quand même pas si mauvaise. Mais si vous regardez à l'intérieur du Ministère, tel que je le disais tout à l'heure, 32 p. 100 de ces francophones-là se retrouvent dans les postes de soutien, et 10 p. 100 dans les postes de gestion ou dans les postes de recherche. Alors, ce qu'on a essayé de faire, c'est d'assurer une présence des francophones dans l'ensemble du Ministère et non pas dans certains secteurs de façon plus marquée que dans d'autres.

Comment arriver à faire cela? D'abord en s'assurant une meilleure présence en termes d'information dans les universités, dans les milieux francophones qui peuvent être intéressés à faire carrière au Ministère. Donc être pro-actifs sur le plan de l'information dans les universités. Deuxièmement, s'assurer lorsqu'il y a des postes ouverts dans ces secteurs où il y a du rattrapage évident à faire, de s'assurer, dis-je, par une promotion pro-active de l'existence de ces postes-là et de faire toutes les démarches nécessaires pour faire en sorte qu'un nombre adéquat de francophones postulent ces postes-là.

En agissant ainsi, on ne remet pas en cause ni le principe du mérite, ni le principe de la compétence. On s'assure, avant que les jurys siègent, qu'il y a un nombre de francophones qui s'intéressent à ces postes-là. Maintenant, je tiens à souligner également que cette action, cette action pro-active, nous la cherchons non pas uniquement en fonction des francophones, mais en fonction de toutes les facettes de la société. Que ce soit sur le plan des hommes et des femmes, sur le plan des régions, on doit être pro-actifs dans tous les secteurs. Je peux vous assurer aussi que l'ensemble de tout cela s'est fait sans provoquer des griefs.

Maintenant, pour ce qui est de savoir quand cela sera fait, sachez que nous sommes dans une période difficile puisque, actuellement, on diminue le nombre des effectifs dans les ministères. C'est plus difficile d'atteindre ces objectifs-là en période de régression des effectifs qu'en période d'augmentation. Nous n'avons pas fixé de date comme telle; c'est un objectif à atteindre et à atteindre dans les délais les plus raisonnables.

Mr. Nystrom: I wanted to ask the minister one more question about Petro-Canada in terms of the language issue;

comme le ministre le sait, j'appuie fortement la Loi sur les langues officielles. J'ai voté deux ou trois fois en faveur de cette loi. J'appuie aussi le projet de loi C-72.

Mr. Masse: Madam Chairman, one way of approaching the issue of francophone participation in the public service is to say that it should be similar to the representation of francophones in society generally. There are a number of ways of evaluating representation. We can say that since francophones make up x percent of society generally, there should therefore be x percent of francophones in the department. Everybody should be happy with that.

Now, if you look at the overall figures, we are not doing that badly. However, if you look at the breakdown within the department, as I was saying earlier, you find that 32% of francophones are in support positions, and only 10% in management or research positions. We have therefore tried to ensure that there are francophones throughout the department, and not more in some sectors than in others.

How can we achieve this objective? We have to begin by ensuring that we provide better information to French-language universities, so that students interested in working for the department know what is available. So we must take a proactive approach to providing information to university students. Secondly, when there are positions available in sectors where francophone participation is low, we must ensure that we take a proactive approach to advertising these positions and do everything necessary to see that there is an adequate number of francophone candidates for these positions.

This approach in no way challenges the merit principle or the principle of competence. We simply make sure, before selection boards meet, that there are some francophone candidates. I should mention that this proactive approach is used to promote not only the equal participation of francophones, but also that of men and women and regions. We must take a proactive approach in all areas of society. I can also assure you that this approach has not given rise to any grievances.

As to our timetable, I should tell you that we are going through a difficult period at the moment because the staff of departments is being reduced. It is more difficult to achieve these objectives when staff is being cut than when you are hiring. We really have not set a deadline for achieving this objective. However, we would like to achieve it within a reasonable length of time.

M. Nystrom: J'ai une autre question à poser au ministre concernant la question linguistique à Petro-Canada.

As the Minister knows, I am very much in favour of the Official Languages Act. I have voted for it two or three times already. I am also in favour of Bill C-72.

[Texte]

But we do have a problem of sensitivity, particularly in Alberta. Jack Shields' friend, Ted Byfield, for example, is writing scathing articles that are very misleading about the whole bilingualism issue.

In light of those sensitivities I just wanted to ask you whether you have some kind of objectives about francophone participation in Calgary itself where Petro-Canada is based, a city that does not have that many francophones. Do not get me wrong. That it is certainly not a reflection of the reality of Canada but in terms of the sensitivities and campaigns of misinformation by Mr. Shields' friend, I am just a bit concerned that we do it with care.

M. Masse: Madame la présidente, je crois qu'il est possible de dire que Petro-Canada est très sensible, peut-être plus maintenant qu'avant, est très sensible, dis-je, à la présence des francophones tant sur le plan des services que pour une présence réelle de francophones à l'intérieur de son entreprise. Il est évident que sur le plan des services, il y a eu beaucoup d'efforts de faits depuis un an, et le président de la Société qui témoigne régulièrement devant les comités parlementaires pourrait vous donner le détail de la conversion des stations de service là où le nombre de francophones le justifie, pour s'assurer que cette conversion se fait le plus rapidement possible afin de servir dans les deux langues les Canadiens qui ont droit d'être servis dans les deux langues.

• 1615

Deuxièmement, Petro-Canada doit également mettre en oeuvre des programmes actifs afin de s'assurer que, lorsque des postes sont ouverts aux niveaux supérieurs, les francophones soient bien renseignés sur l'existence de ces postes.

Évidemment, le fait que le siège social soit à Calgary rend cet aspect de la politique de Petro-Canada plus difficile à mettre en oeuvre. Cependant, les objectifs des sociétés d'État, comme ceux des ministères, ne doivent pas changer pour autant.

Mr. Nystrom: I wanted to ask the minister about his general philosophy about megaprojects. Can he give us a little bit of an outline on what megaprojects he hopes to develop over the next four or five years, and specifically if he can start up with the upgrader at Lloydminster. Saskatchewan and Alberta residents are used to this being announced before elections. Jean Chrétien announced it before the 1984 campaign and people are expecting another major announcement there right now. Could the minister elaborate on what he thinks about Lloydminster in particular, but also in general megaprojects?

M. Masse: Nous croyons que les mégaprojets doivent donner des résultats marqués sur le plan de la sécurité de l'approvisionnement en pétrole ainsi que sur ceux de

[Traduction]

Cependant, il y a certaines susceptibilités dont il faut tenir compte, surtout en Alberta. L'ami de Jack Shields, Ted Byfield, écrit des articles acerbes et très trompeurs concernant toute la question du bilinguisme.

Compte tenu des susceptibilités qui existent dans certaines régions du pays, je voulais vous poser une question concernant les objectifs de la participation des francophones à Calgary même, où se trouve le siège social de Petro-Canada. C'est une ville où il n'y a pas beaucoup de francophones. Comprenez-moi bien. Je sais que cette situation ne reflète pas la réalité du Canada, mais compte tenu des susceptibilités et des campagnes d'intoxication l'ami de M. Shields, je veux tout simplement qu'on procède avec prudence.

Mr. Masse: Madam Chairman, I think Petro-Canada is very sensitive, perhaps now more than formerly, to the issue of having francophones to provide services and to that of a genuine francophone presence within the corporation. Many efforts have been made in the last year to improve service in French. The chairman of the corporation, who regularly appears before parliamentary committees, could give you details about changes at service stations, in areas where numbers warrant, designed to ensure that the corporation can start, as quickly as possible, providing service to Canadians in both official languages.

Secondly, Petro-Canada must introduce active programs in order to ensure that francophones are well informed of senior positions that become vacant.

Of course, the fact that headquarters is located in Calgary makes this aspect of Petro-Canada's policy more difficult to implement. However, this should not affect the objectives of Crown corporations or departments.

M. Nystrom: J'aimerais connaître le point de vue du ministre en regard des mégaprojets? Pourrait-il nous donner une idée des mégaprojets qu'il entend mettre sur pied au cours des quatre ou cinq prochaines années? Plus précisément, va-t-il pouvoir aller de l'avant avec l'usine de revalorisation de Lloydminster? Les résidents de la Saskatchewan et de l'Alberta ont l'habitude d'entendre annoncer de tels projets avant les élections. C'est ce que Jean Chrétien a fait avant la campagne de 1984, et les gens s'attendent à quelque chose de semblable d'un jour à l'autre. Le ministre pourrait-il nous éclaircir davantage sur Lloydminster en particulier, et sur les mégaprojets en général?

Mr. Masse: We feel that megaprojects must produce marked results in terms of the security of our oil supply, regional expansion and employment. Those are three

[Text]

l'expansion régionale et de l'emploi. Ce sont trois raisons qui font qu'il s'agit de mégaprojets plutôt que de projets réguliers.

Nous avons annoncé, comme le gouvernement précédent, que chaque mégaprojet serait analysé sur une base individuelle, étant donné qu'il est plus difficile de définir des politiques générales pour cette sorte de projets que pour les projets courants.

Cela dit, j'ai quand même annoncé, le 19 juin 1987 à Edmonton, un certain nombre de principes dont le gouvernement tiendrait compte dans sa décision d'appuyer ou de ne pas appuyer financièrement les projets connus sous le nom de mégaprojets dans le secteur énergétique. Premièrement, les projets doivent avoir une dimension nationale ou régionale fort importante. Deuxièmement, il doit y avoir un partage juste et équitable des risques et des bénéfices entre les promoteurs et les gouvernements participants. L'appui sera donné hors du régime fiscal et sous réserve des règles fiscales en vigueur. Le gouvernement canadien doit tirer un bénéfice acceptable fondé sur des hypothèses raisonnables. La politique du gouvernement est d'appuyer uniquement les projets dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'ils produisent de l'énergie à profit aux cours actuel et prévu du marché.

Comme vous l'avez souligné, nous examinons actuellement plusieurs projets, dont celui de Lloydminster. Dans le cas du projet de Lloydminster, nous avons annoncé il y a quelques semaines un énoncé de principe qui a été signé le 28 avril entre les groupes représentant la société Husky et les gouvernements de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Canada. Les gouvernements, dans cet accord de principe, consentent des prêts à faible intérêt équivalant à la moitié du coût total du projet, qui est de 1.25 milliard de dollars. Il appartient maintenant à Husky de trouver des investisseurs privés qui fourniront l'autre moitié du coût en association avec Husky.

Les deux gouvernements provinciaux, le gouvernement canadien et Husky ont donc convenu en principe du financement de l'usine de revalorisation, mais il appartient à Husky de faire les démarches voulues pour trouver des commanditaires privés.

Mr. Nystrom: I do not know how much more time I have here, Madam Chairman, maybe just two questions in one. Can the minister take us into his confidence and predict whether or not there will be an announcement between now and next fall regarding Husky? I am sure we can keep that very confidential.

The Chairman: Oh, come on, Lorne.

Mr. Nystrom: You have announced a moratorium on exploring for oil and so on in the Georges Bank. I understand the Nova Scotia government is going to put this into legislation, Mr. Minister, and I wonder whether or not you are planning to do the same thing.

[Translation]

reasons for having megaprojects rather than regular projects.

Like the previous government, we announced that each megaproject would be analysed on an individual basis, since it is more difficult to set general policies for this type of project than for more ordinary projects.

Nevertheless, in Edmonton on June 19, 1987, I announced a number of principles that the government would take into consideration when deciding whether or not to provide financial support for so-called megaprojects in the energy sector. First, these projects must have a major national or regional dimension. Secondly, there must be a fair and equitable sharing of risks and benefits between the promoters and the participating governments. Support will be provided outside the tax system, subject to the tax regulations in effect at the time. There must be an acceptable benefit to the Canadian government, based on reasonable hypotheses. The government's policy is to support only those projects which can reasonably be expected to produce energy at a profit under current and forecast market conditions.

As you pointed out, we are currently examining several projects including Lloydminster. In the case of the Lloydminster project, we announced that a statement of principle had been signed on April 28 by the groups representing the Husky Corporation and the governments of Alberta, Saskatchewan and Canada. Under this agreement in principle, the governments are granting low-interest loans equivalent to half the total cost of the project, which is \$1.25 billion. It is now up to Husky to find private investors who will provide the other half of the funds needed in association with Husky.

The two provincial governments, the federal government and Husky have therefore agreed in principle on the funding of the upgrader, but it is up to Husky to take the steps necessary to find private sponsors.

M. Nystrom: Je ne sais pas si mon temps s'épuise, madame la présidente, permettez-moi deux questions en une seule. Le ministre pourrait-il nous révéler s'il y aura une annonce officielle concernant Husky d'ici l'automne? Je suis convaincu que nous pourrions garder ce secret.

La présidente: Voyons, Lorne.

M. Nystrom: Vous avez annoncé un moratoire sur l'exploration pétrolière et autre dans le banc de Georges. Je crois savoir que le gouvernement de Nouvelle-Écosse a l'intention de légiférer à ce sujet, monsieur le ministre, et je me demande si vous avez l'intention de faire la même chose.

[Texte]

Mr. Masse: Yes. Yes, probably, in the next couple of days. We are in the final days of discussion. Friday Nova Scotia tabled their own amendments. Next week, I think May 24, something of that kind, when the committee will resume, we will table the amendment.

• 1620

The Chairman: Mr. Minister, last year we queried your department with regard to the costs of administration. Your overall allocation for 1988-89 is falling by 14.7%, and yet your administration costs are rising. Could you clarify or explain that for us?

Mr. Masse: The deputy minister responsible for that aspect of the administration will be pleased to answer.

Mr. A. Kroeger (Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources): Last summer we established a comprehensive review process in the department to address the question of what is the right size for the administration program in a department where the energy program staff has been reduced by about one-third. We have had a reorganization on the minerals in our sciences program, where we have had a number of changes in external conditions.

We created a set of groups in the department, which were composed of the users of the services of the administration program, together with representatives of that program itself. They arrived at some quite interesting conclusions and on a consensus basis; and I would be happy, Madam Chairman, to send you copies of a statement that I made before the Public Accounts Committee about this.

The result was a series of decisions to reduce the size of various units in the administration program. Communication is being reduced by 25%. The computer service centre is being reduced by 50%. Other informatic units will also be reduced, because we have a decentralized system of electronic data processing in the various sectors; therefore, we no longer need the large central computer service. In human resources, we have a 10 person-year reduction. We have a merger of several management groups, which we think will involve some further reductions in staff. Overall, I would think the size of the administration program at the end of two years might be 100 person-years lower than it is at present.

Those decisions were made after the main estimates were closed in December, so the numbers printed in the estimates and before the committee reflect the state of play before the management review process got under way. In fact, however, reductions will be getting started in this fiscal year and will deepen in the second of the two fiscal years.

[Traduction]

M. Masse: Oui, probablement au cours des prochains jours. Nous en sommes dans les derniers jours de nos pourparlers. La Nouvelle-Écosse a déposé ses modifications vendredi. Il se peut que nous déposions notre amendement la semaine prochaine, vers le 24 mai, lorsque le Comité reprendra ses travaux.

La présidente: Monsieur le ministre, nous avons l'an passé interrogé les responsables de votre ministère au sujet des frais d'administration. Votre affectation globale pour 1988-1989 a diminué de 14.7 p. 100, pourtant vos frais d'administration augmentent. Pouvez-vous apporter des précisions ou nous en expliquer les raisons?

M. Masse: Le sous-ministre responsable de l'administration vous répondra avec plaisir.

M. A. Kroeger (Sous-ministre, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Nous avons l'an dernier adopté un processus d'examen complet au sein du ministère afin de savoir quelle importance devait avoir le programme d'administration du ministère, puisque l'effectif du programme de l'énergie avait été réduit du tiers environ. Nous avons réorganisé le programme des sciences pour ce qui est des minéraux, car les conditions externes ont changé à bien des égards.

Nous avons créé une série de groupes au sein du ministère qui comprenait les utilisateurs des services du programme d'administration de même que des représentants du programme lui-même. Tout en ayant un consensus, ils sont arrivés à des conclusions assez intéressantes, et je serais très heureux, madame la présidente, de vous faire parvenir des exemplaires d'une déclaration que j'ai faite à ce sujet devant le Comité des comptes publics.

Par conséquent, une série de décisions ont été prises pour réduire la taille des diverses unités au sein du programme d'administration. L'unité des communications a été réduite de 25 p. 100, le centre des services d'ordinateur de 50 p. 100. D'autres unités informatiques ont connu également des réductions, étant donné que nous avons un système décentralisé de traitement des données dans les divers secteurs. Par conséquent, nous n'avons plus besoin d'un important service central d'informatique. L'unité des ressources humaines a connu une réduction de 10 années-personnes. Plusieurs groupes de gestion ont fusionné, et nous estimons qu'il y aura probablement d'autres réductions d'effectifs. En général, la taille du programme d'administration après deux ans comprendra probablement 100 années-personnes de moins que ce n'est le cas actuellement.

Les décisions ont été prises après que le budget principal ait été établi à la fin du mois de décembre, par conséquent les chiffres du budget que vous avez devant vous traduisent la situation qui existait avant que le processus d'examen de la gestion débute. De fait, les réductions commenceront à se faire au cours de cet exercice et seront plus importantes l'an prochain.

[Text]

The Chairman: Therefore, your administration program will either decrease—

Mr. Kroeger: Shrink.

The Chairman: —or shrink. Do you have any information you could send along to the committee, so we could review that?

Mr. Kroeger: Yes, I will be glad to send along copies of that statement I did at the Public Accounts Committee, because it is quite a comprehensive picture of some management trends in the department in the past couple of years.

The Chairman: Good, thank you very much, Mr. Kroeger. Mr. Clark, please.

M. Clark (Brandon—Souris): Avec la permission du ministre, je poserai mes questions en anglais.

M. Masse: Certainement.

Mr. Lanthier: On a point of order, He does not need the permission of the minister.

Some hon. members: Oh, oh!

M. Clark (Brandon—Souris): Je veux dire: avec la patience du ministre.

Mr. Minister, this is my first time in this committee so you can perhaps appreciate why I was surprised to see the emphasis you gave to the material on pages 7 and 8. I would like to follow Mr. Nystrom in that regard if I could, by way of seeking of clarification.

I am sure there is no question around the table or within Parliament with respect to the fact that the Official Languages Act has been very much a part of our fabric since 1969. However, if I understood the act correctly—and I was not a part of the process at that time—I have always believed the emphasis was on providing a service to Canadians with respect to the language of their choice in the two official languages and, I guess, frankly to encourage Canadians to use both languages.

I guess what surprises me and worries me about particularly paragraph 2 is the apparent emphasis on the quantification of language groups participating within the ministry for which you are responsible. I guess that worries me, because it seems to me we are then speaking of individuals with an emphasis on their first language—their mother tongue, if you will—rather than an emphasis on bilingualism, which I really thought is where the government was trying to go. Some of us, even in our declining years, are still trying to move in that direction.

• 1625

Therefore, when you speak of francophones representing only 24% of your employee group and then you mention that the support position was 35% and managerial was less, what worries me is this. Rather than having an emphasis on bilingualism and encouraging people to move in that direction, your department is doing the opposite. It seems to me it follows, then, that if

[Translation]

La présidente: Par conséquent votre programme d'administration diminuera ou. . .

M. Kroeger: Rétrécira.

La présidente: . . . ou rétrécira. Pouvez-vous nous transmettre des renseignements à ce sujet, afin que nous puissions également étudier cette situation?

M. Kroeger: Oui, il me fera plaisir de vous faire parvenir des exemplaires de la déclaration que j'ai faite au Comité des comptes publics, car elle donne un tableau complet des tendances de la gestion au sein du ministère depuis quelques années.

La présidente: Très bien, je vous en remercie beaucoup, monsieur Kroeger. Monsieur Clark, s'il vous plaît.

Mr. Clark (Brandon—Souris): With your permission, Mr. Minister, I will ask my question in English.

Mr. Masse: Certainly.

M. Lanthier: J'invoque le Règlement, le député n'a pas à demander la permission du ministre.

Des voix: Oh! Oh!

Mr. Clark (Brandon—Souris): I want to say, if the Minister will bear with me.

Monsieur le ministre, c'est la première fois que je siège à ce Comité. Par conséquent, vous comprendrez peut-être pourquoi je suis surpris de voir l'importance que vous accordez à vos déclarations des pages 8 et 9. Comme M. Nystrom, j'aimerais bien des précisions à ce sujet.

Personne ne niera, autour de cette table ou au Parlement, que la Loi sur les langues officielles fait beaucoup partie de notre vie depuis 1969. Cependant, si j'ai bien compris la Loi—je n'ai pas participé aux travaux à ce sujet—j'ai toujours cru qu'il fallait surtout offrir aux Canadiens un service dans la langue de leur choix, dans l'une ou l'autre des langues officielles, et qu'il fallait vraiment encourager les Canadiens à se servir des deux langues.

Je suis donc un peu étonné et inquiet de voir, au paragraphe 2 surtout, l'importance accordée à l'évaluation quantitative des groupes linguistiques au sein du ministère dont vous êtes responsable. Ce qui m'inquiète, je crois, c'est que l'on semble parler des personnes tout en mettant l'accent sur la première langue—leur langue maternelle si vous voulez—plutôt que de mettre l'accent sur le bilinguisme, ce que le gouvernement cherchait à faire à mon avis. Certains parmi nous, même si nous avançons en âge, essayons toujours d'y arriver.

Par conséquent, lorsque vous dites que les francophones ne représentent que 24 p. 100 des employés du ministère et ensuite qu'ils occupent 35 p. 100 des postes de soutien alors que leur présence dans les catégories de gestion est inférieure, cela m'inquiète. Plutôt que de mettre l'accent sur le bilinguisme et d'encourager les gens à s'acheminer dans cette voie, votre ministère fait

[Texte]

there are too few of a language group in one area there are too many in another. That is the kind of argument we are getting ourselves into.

Quite frankly, as someone from western Canada whose daughters have both been involved in immersion and have studied French—and I, as a father, wish I had their capacity—what truly and seriously worries me is that this type of strategy, I think, makes it more difficult for those Canadians who are promoting bilingualism. The emphasis here is not on bilingualism, but on the origin, whether they be francophone or anglophone.

I used to use Hugh MacLennan's *Two Solitudes*—and I know that is not great literature, perhaps—in my history classes. I think in many ways it demonstrated much of what was sad about Canada and much of what was wrong about Canada. With all due respect, from my perspective it seems that this paragraph in its own way, even though I am sure that is not the intention, is in fact contributing to that type of two solitudes.

Mr. Masse: I will try to explain myself in saying that I do not think the western provinces will be well served or pleased if it happens that in my department 100% of the people are bilingual—no problem—but all coming from Quebec. I think the people in Alberta will say: it is true that they are all bilingual, but do you really think it should not be something else?

The same applies when you look at the other side of the country. You can try to define and apply the system in terms of language; you can try to develop a system where it is more than just that. Do you really think we will be pleased to live in this country if the only objective we try to find is to translate what we are doing for the country, or do you feel we will be better Canadians if we develop and build a country together?

You can switch from one to the other philosophy. I agree with you that the bilingual aspect is a question of language, but I really think at the beginning of this country we decided to build it and develop it together, not just translate it into language.

In a large department such as Energy, Mines and Resources, which is supposed to serve every Canadian and every region, this department, like any other department, has to develop its policy together. When I say "together", I am not speaking just about francophones and anglophones; I am speaking of men and women, of the people from the Atlantic provinces and from the western provinces, from Quebec and Ontario and so on. It is a question of sensitivity in the development of policies, and I think Canada would be better served if, around the table in my department, when we develop policies, we develop policies with knowledge of the Atlantic provinces, with knowledge of the western provinces, B.C., the north part of the country, and Quebec. Then we will develop a Canadian policy. After that, you can translate it if you

[Traduction]

exactement le contraire. À mon avis, un groupe linguistique est sous-représenté dans un secteur mais il est trop nombreux dans un autre. Voilà le genre d'argument auquel nous sommes conduits.

Je vous avouerai franchement, moi qui réside dans l'Ouest et dont les filles ont suivi des cours d'immersion française—et moi-même, j'aimerais bien en avoir fait autant—ce qui m'inquiète vraiment, c'est ce genre de stratégie qui rend les choses beaucoup plus difficiles pour les Canadiens qui veulent promouvoir le bilinguisme. On met l'accent ici non pas sur le bilinguisme, mais sur l'origine des gens, qu'il s'agisse de francophones ou d'anglophones.

J'avais l'habitude de citer comme exemple les *Deux solitudes* de Hugh MacLennan pendant mes cours d'histoire—je sais que ce n'est pas de la grande littérature. Sous bien des rapports, ce livre mettait en lumière beaucoup de choses regrettables ou qui ne marchent pas. Sans vouloir vous offenser, d'après moi ce paragraphe, même si ce n'était pas son intention, j'en suis certain, contribue à cet esprit des deux solitudes.

M. Masse: Je vais essayer de m'expliquer, car je ne crois pas que les provinces de l'Ouest seraient bien servies ou satisfaites s'il se trouvait qu'au sein de mon ministère tous étaient bilingues—là n'est pas la difficulté—mais vous venez tous du Québec. Les gens de l'Alberta diraient: c'est vrai que tous les employés sont bilingues, mais ne croyez-vous pas que les choses devraient être différentes?

Il en va de même de l'autre côté. On peut tenter de définir et d'appliquer la formule sur le plan linguistique; on peut essayer de mettre au point une formule qui irait plus loin. Croyez-vous vraiment que nous serions heureux de vivre dans un pays si notre seul objectif était de traduire ce que nous faisons pour le pays, ou êtes-vous d'avis que nous serions de meilleurs Canadiens si nous construisions ensemble un pays?

On peut passer d'une théorie à l'autre. Je suis d'accord avec vous: l'aspect bilinguisme concerne intrinsèquement la langue, mais je crois vraiment qu'au départ on a décidé de construire et de développer le pays ensemble, et non pas simplement de le traduire sur le plan de la langue.

Un grand ministère comme l'Énergie, les Mines et les Ressources, qui est censé servir tous les Canadiens dans toutes les régions, doit, comme n'importe quel autre, élaborer conjointement sa politique. Lorsque je dis «conjointement» je ne parle pas simplement des francophones et des anglophones, mais des hommes et des femmes, des gens des provinces atlantiques et des provinces de l'Ouest, du Québec, de l'Ontario et d'ailleurs. Il faut une certaine sensibilité lorsqu'on élabore des politiques, et à mon avis le Canada serait mieux servi, au sein de mon ministère, si on élaborait ces politiques avec la participation des provinces atlantiques, des provinces de l'Ouest, de la Colombie-Britannique, de la partie nord du pays et du Québec. De cette façon la politique serait vraiment canadienne. Par la suite on

[Text]

want, but before translation you have the conception of the policy, and that is what we are working for.

Mr. Clark (Brandon—Souris): I agree totally, Minister, with the need to search for the sensitivity of what you speak. By the same token, Canada is a vast geographic nation, and again from a historian's perspective, we sometimes think of it as being the most difficult country in the world to govern.

• 1630

I guess the only comment I would make in closing is I think it is possible for those who live in various regions to have a perspective of that region, irrespective of whether they were born an Irish-Canadian, a Scottish-Canadian, whatever the various hyphenations may be.

If you were to talk in terms of the need for regional representation so that a department could indeed have a national perspective, I would be very comfortable with that. If people must have an awareness of the west, of the east, whatever the east means, we in the west tend to think of anything... certainly Toronto is east and everything gets progressively more evil as it moves further east. If you are from Regina, even Winnipeg is east.

I agree with you to that extent, Minister, but again I worry about this departmentalization of a department into two concrete groups.

Mr. Masse: You see, to reach the goal you are looking for, we have tried to make sure that when we develop new programs, we try to develop regional officers to apply the program. That is why for the CEDIP program I opened an office in Calgary for perhaps the time we will need for the program, and even an office in Saskatchewan.

When I announced the flow-through shares program and the new mining program of the department, I made sure that every area of the country would have regional offices. It would have been possible to develop those programs and apply those programs without having a single person outside Ottawa. It would have been possible, but I do not think Canada would have been well served.

We are trying to take that approach, but when you are in the research and development aspect, I understand very well the frustration of the western provinces. It is because I understand your frustration in the past that I want to make sure that the frustration will disappear for everyone in the country and make sure that your province is well involved in policy development in my department, like P.E.I. and each province, because the energy in Canada is a plus as long as we think about every aspect of energy.

Depending on the province, depending on the area, the sensitivities are not the same because the base is not the

[Translation]

pourrait traduire cela si on le voulait, mais il faudrait que la conception vienne avant, et c'est à cela que nous travaillons.

M. Clark (Brandon—Souris): Je suis tout à fait d'accord, monsieur le ministre, sur la nécessité d'avoir cette sensibilité dont vous parlez. En même temps, le Canada représente une vaste région géographique, et du point de vue de l'historien, je vous dirais que parfois nous le voyons comme le pays le plus difficile à gouverner au monde.

Mon seul commentaire en terminant, c'est qu'à mon avis, il est possible pour ceux qui vivent dans diverses régions de voir cette région dans son contexte, qu'ils soient Irlandais-Canadiens de naissance, Écossais-Canadiens, ou autres.

Si on veut dire qu'il est nécessaire d'avoir une représentation régionale afin qu'un ministère ait vraiment une perspective nationale, cela me conviendrait très bien. Si les gens doivent être conscients de l'Ouest, ou de l'Est, quelle que soit la signification de l'Est, nous, de l'Ouest, avons tendance à croire que tout ce qui est... Bien sûr, Toronto est à l'est, et plus on va vers l'est, plus les choses se compliquent. Si on est de Regina, même Winnipeg se trouve à l'est.

Je suis d'accord avec vous jusque-là, monsieur le ministre, mais ce qui m'inquiète, je le répète, c'est cette compartimentation d'un ministère en deux groupes concrets.

M. Masse: Voyez-vous, pour atteindre l'objectif qu'on s'est fixé, lorsque nous mettons au point de nouveaux programmes, nous tentons de former des agents régionaux pour l'application de ces programmes. C'est la raison pour laquelle nous avons ouvert pour le programme PCEEMV un bureau à Calgary pour la durée peut-être du programme, et même aussi un bureau en Saskatchewan.

Lorsque j'ai annoncé le programme d'actions accréditives et le nouveau programme minier du ministère, je me suis assuré que chaque région du pays aurait son bureau régional. On aurait pu mettre au point et appliquer ces programmes sans qu'un seul employé quitte Ottawa. On aurait pu le faire, mais je ne crois pas qu'on aurait bien servi le Canada ce faisant.

Voilà donc la méthode que nous voulons adopter, mais lorsqu'on s'occupe de recherche et de développement, je comprends très bien les frustrations que peuvent ressentir les provinces de l'Ouest. C'est parce que je comprends vos frustrations passées que je désire m'assurer qu'elles disparaîtront pour tous et chacun au pays. Je verrai aussi à ce que votre province participe pleinement à l'élaboration de la politique à mon ministère, comme c'est le cas pour l'Île-du-Prince-Édouard et toutes les autres provinces, car l'énergie au Canada est un atout pour autant qu'on tienne compte de chacun de ses aspects.

Selon la province, selon les régions, les sensibilités ne sont pas les mêmes parce que la base est différente. Au

[Texte]

same. In Quebec, for instance, because of the rivers there is more hydro-electricity. In Alberta, obviously it is oil and gas. If you go to other provinces, Ontario for instance, that is where our nuclear industry is based, research laboratories, and the bio-mass aspect is in the Atlantic provinces.

So I want to make sure that when we develop policies in my department we take into account every aspect of Canada, not just one side and let us translate it for others. Let us make sure of that right at the beginning. It is not directly related to the question of the bilingual aspect of the country. It is the fabric of the country more than the language aspect of the country.

Mr. Clark (Brandon—Souris): I have one final question of a different nature. On Friday, I met with a small oil producer in Morden, Manitoba, where the chairman used to live. He is worried that flow-through shares will not work to the advantage of the privately owned, family owned company. Do you have any comment on that?

Mr. Masse: Do you want to explain the rules, please?

Mr. Carruthers: Madam Chairman, we are in the process of looking at the rules that will be put in place for this new program, the Canadian Exploration Incentives Program, and as we did with other similar programs we will want to discuss them very, very broadly with the mining industry, with the very small companies, the larger small companies as well as with the oil and gas companies. Already we have received concerns about the private owner.

As you know, Mr. Minister, to issue flow-through shares, you have to be publicly owned. Under the Income Tax Act, that is the way the measures work. Under the new program we will have parallel arrangements and we are going to be looking very carefully to see if there is some way within the spirit of the announcement to accommodate them.

I cannot honestly give you an answer here. I think that would be presumptuous. We are really looking for these kinds of concerns over the next couple of months as we go through the process of trying to firm up exactly the best and most efficient and the fairest way of delivering that kind of program.

• 1635

I guess one thing to keep in mind is the fact that this is a narrow program. It is aimed at helping those companies that traditionally have relied upon flow-through shares or who may be able to expand into that area of flow-through shares. In that sense it is different from, let us say, CEDIP, or from the old programs.

[Traduction]

Québec, par exemple, on a plus d'hydro-électricité à cause des cours d'eau. En Alberta, il s'agit bien sûr de pétrole et de gaz. Dans d'autres provinces, en Ontario par exemple, c'est l'industrie nucléaire, les laboratoires de recherche, et dans les provinces de l'Atlantique, la biomasse.

Je vais donc m'assurer que lorsque nous élaborerons des politiques au ministère, nous tiendrons compte de tous les aspects du Canada, et non pas simplement d'un seul, pour le traduire ensuite au profit des autres provinces. Il faut que ce soit bien clair au départ. Cette question n'est pas directement liée à celle du bilinguisme au Canada. Il s'agit du tissu même du pays beaucoup plus que de son aspect linguistique.

M. Clark (Brandon—Souris): Je voudrais poser une dernière question sur un sujet tout à fait différent. J'ai rencontré vendredi un petit producteur de pétrole de Morden, au Manitoba, là où le président a déjà vécu. Ce producteur craint que les actions accréditives ne profitent pas à l'entreprise d'appartenance privée, familiale. Voulez-vous nous en parler?

M. Masse: Voulez-vous, s'il vous plaît, expliquer les règlements à ce sujet?

M. Carruthers: Madame la présidente, nous sommes en train d'examiner les règlements qui seront adoptés pour ce nouveau programme, le Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur. Comme nous l'avons fait pour d'autres programmes semblables, nous voulons en discuter de façon exhaustive avec l'industrie minière, avec les très petites sociétés, avec les moins petites, de même qu'avec les sociétés pétrolières et gazières. Nous sommes déjà au courant des préoccupations du propriétaire privé.

Comme vous le savez, monsieur le ministre, pour émettre des actions accréditives, il faut que la société soit propriété publique. En vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu, c'est de cette façon que les choses fonctionnent. Dans le cadre du nouveau programme, nous prendrons des dispositions parallèles et nous allons examiner de très près le problème pour voir si nous ne pouvons pas trouver dans l'esprit de l'annonce une façon de les adapter.

Je ne peux pas honnêtement vous répondre maintenant. Ce serait présomptueux de le faire, à mon avis. Au cours des prochains mois, nous examinerons donc de près les préoccupations de ce genre en essayant de trouver la formule la plus efficace et la plus équitable pour l'exécution de ce programme.

Il faut bien comprendre qu'il s'agit d'un programme assez restreint, destiné à aider les compagnies qui utilisent beaucoup les actions accréditives, ou qui pourraient commencer à les utiliser. C'est ce qui distingue ce programme du PCEEMV ou des anciens programmes.

[Text]

The Chairman: Mr. Clark's point is very important, because within the spirit of the program it says that the investor and the corporation must be at arm's length. If you are a private company or a sole owner, it means that the flow-through shares are not applicable; and as CEDIP phases out, Mr. Carruthers, it does discriminate against a private company.

I was in touch with your department, Mr. Minister, last week in regard to this and I know somebody is looking into it.

Mr. Masse: Okay, we are aware of that question.

Mr. Carruthers: Under advisement.

Mr. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): I did not think I was going to come and sit on the committee this afternoon to get involved in a language issue, but as you can very well realize, Madam Chairman, I also am a Member of Parliament in the province of Quebec. I happen to be, in my own thinking anyway. I do not consider myself an anglophone or a francophone, but a Canadian and a Québécois and Gaspésien and Madelinot.

Donc, madame la présidente, avant de poser mes questions au ministre, sur ce point je pense que je représente grâce à mon cas, si je puis dire, cette question de bilinguisme. J'ai été élu en 1984, et sans que je fasse trop de politique avec mes collègues de l'opposition là-dessus, je peux vous dire, et vous le savez, que nous sommes accusés de patronage. Si vous êtes progressiste conservateur, êtes-vous moins compétent que ceux de l'opposition! Or, nous avons presque le même sentiment quant à la question des francophones et des anglophones, dans la province de Québec. Si vous êtes francophone de Québec, malgré toutes les compétences au monde que vous avez, on a moins de chances d'avoir un poste qu'un anglophone d'un autre coin de notre pays. C'est ainsi! Il nous faut beaucoup de compréhension. Chez nous, que ce soit le français, que ce soit l'anglais, il n'y a rien là, c'est la compétence qui compte comme je le dis tout le temps, depuis que j'ai été élu, madame. Si tu es bleu, et que tu es compétent, tu vas passer mille fois plus souvent grâce à moi, le député, qu'un Libéral qui est compétent et ce, tant et aussi longtemps que je serai au pouvoir. Parce que la compétence, c'est la compétence!

Ceci dit, on ne devrait jamais distinguer, et je laisse la politique, madame la présidente, mais on ne devrait jamais faire de distinction, dis-je, entre les francophones et les anglophones.

C'est tout ce que j'avais à dire là-dessus.

Mr. Masse: C'est bleu ou rouge!

Mr. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): Monsieur le ministre, je voudrais vous poser une question. Il y a quatre ans, en 1985, on avait une entente Ottawa-Québec sur la prospection pour l'est du Québec, annonce que vous avez faite, monsieur le ministre, de

[Translation]

La présidente: Ce que dit M. Clark est très important, car l'esprit du programme veut que l'investisseur et la société n'aient pas de lien de dépendance. Les actions accréditives ne peuvent être utilisées par les sociétés privées ou des entreprises personnelles, et étant donné que le PCEEMV est en train d'être aboli, il y a bien discrimination envers les sociétés privées, monsieur Carruthers.

Monsieur le ministre, j'ai communiqué avec votre ministère la semaine dernière à ce sujet et je sais que quel qu'un s'en occupe.

Mr. Masse: Très bien, nous sommes au courant de cette question.

Mr. Carruthers: Nous étudions actuellement le dossier.

Mr. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): Je ne comptais pas discuter de questions de langue cet après-midi, mais comme vous le savez, madame la présidente, je suis un député du Québec. Je ne me considère ni anglophone, ni francophone, mais bien Canadien, Québécois, Gaspésien et Madelinot.

Therefore, Madam Chairman, before putting my questions to the Minister on this point, I think it is fair to say that I am a good example of what bilingualism means. I was elected in 1984 and, without entering into a political debate with my opposition colleagues, we are accused of patronage, as you know. Does being a Progressive Conservative make you any less competent than being an opposition supporter? In Québec, we almost feel that way regarding the issue of francophones and anglophones. If you are a Québec francophone, you have less of a chance of obtaining a position than an anglophone from another part of the country, no matter what your skills. That is the way things are, we have to be understanding. Where I come from, it does not matter whether you are a francophone or an anglophone, competence is what counts, as I have been saying ever since I was elected. As long as I am in power, if you are a Tory and you are competent, you will go a lot further in my books than a Liberal who is competent. Ability is ability!

Leaving aside all politics, Madam Chairman, there should never be any distinction between francophones and anglophones.

That is all I have to say on that subject.

Mr. Masse: As long as you are a true-blue Tory or a red-blooded Grit!

Mr. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): Mr. Minister, I would like to ask you a question. In 1985, you announced a \$5.5-million federal-provincial exploration agreement for eastern Québec. We, the federal government, were committed to providing \$5 million, and

[Texte]

l'ordre de 5,5 millions de dollars. Donc, nous du fédéral, de toutes les couleurs politiques, étions engagés pour une somme de 5 millions de dollars, et le gouvernement provincial pour 500,000\$. Avec notre implication au plan fédéral, avec 5 millions de dollars, êtes-vous satisfait avec cette entente-là, Ottawa-Québec?

M. Masse: Premièrement, pour les détails de cette entente, c'est plutôt dans l'aspect du budget qu'il va être expliqué et défendu par mon collègue, M. Merrithew, dans le secteur des sciences de la Terre.

Ceci étant dit, lorsque nous avons signé cette entente, il y a deux ans, le rapport était de 90 p. 100 pour la part du gouvernement fédéral et 10 p. 100 pour le provincial. Le maître d'œuvre du programme était le gouvernement du Québec, parce que ce dernier a des bureaux un peu partout au Québec qui sont plus près de la clientèle sur le plan administratif, de sorte qu'on en a confié la responsabilité à la province.

• 1640

Comme je l'ai annoncé la semaine dernière, nous venons de signer un amendement à ce programme pour permettre à d'autres régions—la région de l'Estrie—de bénéficier de ce programme. Cette fois-ci, il sera à frais partagé, 50 p. 100—50 p. 100, contrairement à 90 p. 100—10 p. 100, et ce sera toujours le Québec qui sera le maître d'œuvre.

L'année dernière, j'ai demandé à mon collègue provincial, M. Raymond Savoie, qu'on attribue au gouvernement canadien le juste mérite des efforts qu'il faits dans ce programme. Des députés m'avaient fait des représentations sur certaines façons de rendre public le programme, les députés provinciaux ayant annoncé des subventions sans même que leurs collègues du fédéral soient prévenus de la chose, ce qui était tout à fait contraire à la politique des deux gouvernements, et même tout à fait contraire à l'entente qui avait été signée entre les deux gouvernements.

Le ministre Savoie m'a assuré, oralement et par écrit, que ce genre de situation ne se représenterait pas. Autant que je sache, cela ne s'est pas représenté depuis. Les députés provinciaux et fédéraux partagent maintenant toute annonce de subvention.

Mr. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): This is the second question I would ask the minister. Taking into consideration the area of the Magdalen Islands and the possibility of windmill farms, *ce qu'on appelle les éoliennes aux Îles-de-la-Madeleine*, I am wondering, with the monopoly Hydro-Québec has on the Magdalen Islands—and I understand also that they are in a deficit of up to \$15 million a year—if, in terms of our energy department, you have had studies done with your staff to show the possibility that, whether it be Hydro-Québec or any other energy source, we could exploit and use a new technology using the Magdalen Islands as an example because it is a windy part of the country. It is a lovely part of the country—I had to put that in—but I wonder about

[Traduction]

the provincial government \$500,000. Given our level of involvement, are you satisfied with that federal-provincial agreement?

Mr. Masse: First of all, the financial details of this agreement will be explained and defended by my colleague, Mr. Merrithew, from the Earth Sciences sector.

Having said this, when we signed that agreement two years ago, the ratio was to be 90% from the federal government and 10% from the provincial government. The Government of Québec was to administer this project because it has offices scattered throughout the province that are closer to the clientele, so we gave the province that responsibility.

As I announced last week, we have just signed an amendment to this program in order to enable other regions, the Eastern Townships, for instance, to benefit from it. This time, it will be shared cost, 50:50, as opposed to 90:10, but Québec will continue to administer the project.

Last year, I asked my provincial counterpart, Mr. Savoie, to ensure that the federal government is given fair credit for its efforts under this program. Certain MPs suggested ways of increasing the program's visibility, since certain MNAs had announced grants without even notifying their federal colleagues. This goes against the policies of both governments, and even against the agreement that had been signed.

Mr. Savoie assured me, both orally and in writing, that this would not happen again. As far as I know, it has not. MPs and MNAs now announce all grants jointly.

M. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): Voici la deuxième question que j'aimerais poser au ministre. Étant donné la superficie des Îles-de-la-Madeleine et la possibilité d'y installer des éoliennes, je voudrais savoir si votre ministère a étudié la possibilité d'y exploiter cette nouvelle technologie, puisqu'il s'agit d'un coin de pays—très joli, d'ailleurs—où il vente beaucoup. Pourrait-on le faire avec le concours d'Hydro-Québec, qui détient le monopole de l'électricité aux Îles-de-la-Madeleine et qui, soit dit en passant, accuse un déficit de l'ordre de 15 millions de dollars par année? Je me demande donc s'il s'agit d'une importante nouvelle technologie et si votre ministère étudie cette question.

[Text]

the importance for this new technology and perhaps if your ministry is looking into that.

M. Masse: Le gouvernement a des programmes de recherche et de développement, des programmes de conservation. Le gouvernement du Canada a partagé avec le gouvernement du Québec des recherches en ces matières. C'est ainsi qu'à Cap-Chat, il y a une éolienne qui est le fruit de la participation du gouvernement du Canada, de l'Hydro-Québec et du gouvernement du Québec et dont l'électricité est achetée par l'Hydro-Québec. Ce genre de collaboration et de recherche se poursuit partout. Si le Québec ou les gens des Îles-de-la-Madeleine désirent bénéficier des propositions ou des projets du gouvernement canadien, nous sommes prêts à en discuter avec eux.

Passons maintenant à votre deuxième question. Lorsque l'électricité est générée, comment entre-t-on dans le réseau quand c'est un monopole? Ce problème existe partout, et pas uniquement aux Îles-de-la-Madeleine. En Alberta par exemple, il y a eu de nombreuses discussions ces derniers mois sur cette question-là, entre autres sur les éoliennes. Des Albertains sont prêts à investir dans les éoliennes, mais encore faudrait-il que l'électricité générée soit achetée à un certain prix par les compagnies de service public de l'Alberta. Le même problème se pose partout. En Nouvelle-Écosse, des groupes sont prêts à générer de l'électricité, mais avec autre chose que le pétrole et l'huile qu'utilise la compagnie de service public de la Nouvelle-Écosse.

Donc, ce problème existe partout et les provinces doivent en discuter entre elles, parce que lorsque l'électricité demeure à l'intérieur de la province, ce sont les provinces qui ont la main haute sur la loi ordonnant à leur entreprise de service public de mettre en oeuvre tel ou tel principe. Le gouvernement canadien n'intervient que lorsque l'électricité est transportée d'une province à l'autre.

Vous administrez ces programmes. Désirez-vous ajouter quelque chose?

• 1645

Mr. Carruthers: Mr. Minister, I think you have covered it very, very well. We are continuing discussions on that last point in relation to trying to encourage the provincial governments to increase the ability of private power producers to hook into the grid. We are also having ongoing discussions with Hydro-Québec about possible future projects in the area of windmills and small hydro.

Mr. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): Thank you very much.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I just wanted to ask Mr. Carruthers a question. If Bow Valley were to apply for petroleum funding under the Petroleum Incentives Program today, and knowing what you know about the

[Translation]

Mr. Masse: The government has research and development programs and conservation programs. The government of Canada has conducted joint research with the province of Québec in these areas. The wind farm in Cap-Chat is the result of a joint program between the government of Canada, Hydro-Québec, and the government of Québec. The electricity produced there is purchased by Hydro-Québec. This type of co-operation in research is going on everywhere. If Québec, or the residents of the Magdalens wish to benefit from federal proposals or project, we would be prepared to discuss it with them.

Your second question was: When electricity is generated, how can it enter a monopoly network? This problem exists everywhere, not only in the Magdalen Islands. For instance, in Alberta, there has been lengthy discussion of this issue over the past few months, about wind farms, among other things. Albertans are prepared to invest in wind farms, but the electricity they generate must be purchased at a certain price by Alberta utilities. The same problem arises everywhere. In Nova Scotia, certain groups are ready to generate electricity, but with something other than the petroleum and oil used by the Nova Scotia utility.

Therefore, this is a common problem, and the provinces must discuss it amongst themselves, because when electricity remains within the province, the provinces have jurisdiction; it is they who order their utilities to uphold such and such a principle. The government of Canada can only intervene when electricity is transported from one province to another.

You administer those programs. Do you have anything to add?

M. Carruthers: Monsieur le ministre, je crois que vous avez très très bien expliqué cette question. Nous poursuivons à l'heure actuelle des discussions sur cette question et nous essayons d'encourager les gouvernements provinciaux à amener les producteurs privés d'électricité à se relier de plus en plus au réseau. Nous avons également à l'heure actuelle des discussions avec Hydro-Québec concernant des projets futurs, notamment dans le domaine des éoliennes et des petites centrales hydrauliques.

M. Gray (Bonaventure—Îles-de-la-Madeleine): Merci.

M. MacLellan: Madame la présidente, je voulais poser une question à M. Carruthers. Si Bow Valley présentait aujourd'hui une demande de financement dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier,

[Texte]

share structure and the composition of the board of directors, would they be entitled to 80% and to be treated as a Canadian company?

M. Masse: Si vous me permettez, madame la présidente, je ne crois pas qu'il est d'usage de demander aux fonctionnaires du Ministère de donner des avis sur la réglementation ou la légalité de telle ou telle chose, ce serait contraire à la tradition.

Mr. MacLellan: I will go on to another question.

Mr. Masse: I will have to act as goal-keeper.

Mr. MacLellan: Yes. Mr. Minister, as you know, there has been a considerable amount of controversy about the decision of the Federal Energy Regulatory Commission in Opinion 256 in passing along the cost of the transportation of natural gas to the purchasers. The Prime Minister said this time last year that he was going to take this case to the summit in Vienna and push the concern to the President of the United States. The government was going to do what it could to have this decision reversed.

I understand that Senator Johnston wrote to you asking if it is the Canadian government's position that upon approval of the free trade agreement by the United States and Canada that FERC Opinion 256 would be overturned. The U.S. ambassador replied on your behalf that under no circumstances did the Canadian government feel that Opinion 256 was in any way linked with the free trade agreement, and you were not going to use the free trade agreement to ask that Opinion 256 be overturned. Is that correct?

Mr. Masse: I will ask the deputy minister to answer that.

Mr. Kroeger: The exact wording of Mr. Gotlieb's letter was that Opinion 256 is not inconsistent with and is not overturned by the free trade agreement. On the second of those, I think it is quite clear that Opinion 256 was rendered before the free trade agreement was signed, and the free trade agreement does not overturn the decision of FERC.

Insofar as the phrase "is not inconsistent with" is concerned, there may be an element of ambiguity, in the sense that it is not inconsistent with the free trade agreement, again because the decision was rendered before the agreement was signed. It does not mean that if FERC did it again we would not protest. On the contrary, if after the free trade agreement was in force, FERC were to render a comparable decision, it would be my expectation that the Canadian government would ask for consultations under the free trade agreement article that provides for that.

The Chairman: That is in court, though, is it not, Mr. Kroeger?

Mr. Kroeger: Yes, it is also before the courts.

[Traduction]

pourrait-elle se prévaloir des dispositions concernant les 80 p. 100 et être traitée comme société canadienne, la composition du conseil d'administration de cette société ainsi que la répartition du capital-actions étant celles que l'on sait?

Mr. Masse: Allow me to intervene, Madame Chairman; as a matter of fact I do not think it is customary for department officials to give an opinion on the legality of a given operation.

M. MacLellan: Je passerai alors à une autre question.

M. Masse: Et je devrai me faire gardien de but.

M. MacLellan: C'est bien cela. Monsieur le ministre, comme vous le savez, une controverse assez importante a été provoquée par la décision de la Federal Energy Regulatory Commission, dans son «Opinion 256», d'imputer le coût de transport du gaz naturel aux acheteurs. Le Premier ministre a dit il y a un an qu'il soulèverait la question au sommet de Vienne et qu'il en parlerait même au président des États-Unis. En d'autres termes, le gouvernement allait tout tenter pour que le gouvernement américain revienne sur cette décision.

Si je comprends bien, le sénateur Johnston vous a écrit pour vous demander si le gouvernement canadien serait d'avis qu'il faudrait renverser la décision 256 de la FERC une fois l'entente de libre-échange enterinée par les États-Unis et le Canada. Notre ambassadeur à Washington a répondu en votre nom que le gouvernement canadien n'estimait nullement que la décision 256 soit liée à l'entente de libre-échange, et que vous n'invoqueriez pas celle-ci pour demander le renversement de la décision en question, est-ce bien cela?

M. Masse: Je demanderais à monsieur le sous-ministre de répondre à cette question.

M. Kroeger: D'après les termes exacts utilisés par M. Gotlieb dans sa lettre, la décision 256 n'est pas incompatible avec l'accord de libre-échange et n'est pas renversée par l'adoption de celui-ci. Deuxièmement, cette décision a été rendue avant la signature de l'entente et cette dernière ne renverse pas la décision du FERC.

L'expression «n'est pas incompatible avec» est peut-être ambiguë—en effet, cette décision a été rendue avant que l'entente ne soit enterinée. Cela ne signifie pas que si le FERC répétait une telle décision nous ne protesterions pas. Bien au contraire: si, une fois cette entente en vigueur, le FERC rendait une décision semblable, il me semble que le gouvernement canadien invoquerait l'article pertinent de l'entente pour demander des consultations avec les autorités américaines.

La présidente: Le gouvernement se pourvoirait donc devant les tribunaux, monsieur Kroeger?

M. Kroeger: Oui, c'est possible.

[Text]

Mr. MacLellan: But I just wanted to know about it. If they tried to impose the same decision on another transaction, would that not be a comparable decision?

Mr. Kroeger: Yes, it would. For example, if they were to try to extend Opinion 256 to the pre-build, for which a special regime applies, then the Canadian government would react to that and would regard such a decision as entitling the Canadian government to seek consultations with the U.S. about this kind of regulatory decision. I am just making a distinction between the future and the past. Mr. Gottlieb's letter should not be read to mean that in the eyes of the Canadian government it will be okay for FERC to go on doing that sort of thing after the free trade agreement is in force.

• 1650

Mr. MacLellan: That is the way I took it, that you did not want to jeopardize consideration of the free trade agreement by the U.S. Congress, so you are prepared to allow 256 to go any way—

Mr. Kroeger: It was an acknowledgement of reality. The 256 was rendered before the agreement existed and therefore had a kind of immunity. But to me it is a clear distinction that one needs to maintain between looking back and looking ahead.

Mr. MacLellan: So an implication of applying 256 to another transaction would be... you would look on that as being contrary to the spirit of the free trade agreement?

Mr. Kroeger: Yes.

The Chairman: Just to follow up on Mr. MacLellan, I understand that 256 is being applied against Pacific Gas Transmission. That is a cost-of-service pipeline, and I believe that is before the courts. Alberta and Southern ships its gas down the west coast to go into Pacific Gas and Electric.

Mr. Kroeger: I would need to verify that, Madam Chairman. I am not confident enough to give you an answer on that, but we could verify it and let you know. But certainly a court case on 256 is present.

M. Lanthier: Il est consolant de voir que, pour une fois, l'aspect linguistique dans le domaine technique préoccupe d'autre gens que les Québécois.

Vous avez soulevé un point tout à l'heure. Ayant été un technicien et ayant enseigné pendant 22 ans, je puis vous dire que nous avons rencontré ce point de vue-là en ce qui concerne la question hydraulique. Nous avions des manuels américains. On enseignait à nos petits Québécois en français avec des manuels américains. Pour contrebalancer cela, on a examiné des manuels français. Ils n'étaient pas satisfaisants: ou bien la langue y était et la technique n'y était pas, ou bien la technique y était et la langue n'y était pas. Cela a duré jusqu'au jour où nous avons décidé de faire nos propres manuels en français

[Translation]

M. MacLellan: Pourriez-vous me dire si l'on ne devrait pas s'attendre au même genre de décision pour une autre transaction du même genre?

M. Kroeger: Si. Ainsi, si le gouvernement américain songeait à élargir la portée de la décision 256 pour l'appliquer également aux installations déjà construites, pour lesquelles un régime spécial existe, le gouvernement canadien pourrait fort bien, à juste titre, vouloir consulter ses homologues américains pour discuter avec eux de ce genre de décision réglementaire. Il faut ici établir une distinction entre le passé et l'avenir. Il ne faudrait pas interpréter la lettre de M. Gottlieb en pensant que le gouvernement canadien ne prendrait aucune initiative si le FERC prenait ce genre de décision après la ratification de l'accord de libre-échange.

M. MacLellan: C'est ainsi que je l'ai compris, c'est-à-dire, que vous ne vouliez pas menacer l'examen de l'accord de libre-échange par le Congrès des États-Unis, donc que vous étiez prêts à accepter la décision 256. . .

M. Kroeger: Il s'agissait simplement de reconnaître la réalité. La décision 256 a été publiée avant que l'accord n'existe et jouit donc d'une certaine immunité. À mon avis, il faut bien distinguer entre vivre dans le passé et regarder de l'avant.

M. MacLellan: Donc, si on invoquait la décision 256 à propos d'une autre transaction, ce serait, selon vous, contraire à l'esprit de l'accord de libre-échange?

M. Kroeger: Oui.

La présidente: Pour faire suite à l'intervention de M. MacLellan, je crois savoir qu'on a invoqué cette décision contre Pacific Gas Transmission. Il s'agit d'un pipeline coût du service, et je crois que cette affaire est actuellement devant les tribunaux. L'Alberta et Southern transporte son gaz le long de la côte du Pacifique pour alimenter Pacific Gas and Electric.

M. Kroeger: Je dois me renseigner à ce sujet, madame la présidente. Je ne peux vous fournir de réponse tout de suite, mais je pourrais vous la communiquer. Mais il y a certainement une affaire devant les tribunaux en ce qui concerne la décision 256.

Mr. Lanthier: It is good to see that, for once, the linguistic aspects of technology are of concern to non-Quebeckers.

You raised a point earlier. Having been a technician and teacher for 22 years, I can say that we encountered this situation with regard to hydraulics. We had American textbooks. We were teaching Quebeckers in French using American textbooks. To remedy that situation, we looked at French textbooks. They were unsatisfactory: either the language was satisfactory but the technical aspects were not, or the technical aspects were acceptable but the language was not. This lasted until we decided to produce our own textbooks in North American French, if you will, that is, in French with American technology. Since

[Texte]

américain, si je puis dire, c'est-à-dire en français avec une technique américaine. Depuis ce temps, je crois que nos manuels québécois, même s'ils sont en français, font maintenant autorité partout dans le monde. On a pu vendre notre technologie. Lavalin et SNC envoient des techniciens partout dans le monde dans cet esprit-là. J'entrevois le jour où nous étudierons peut-être le pétrole en anglais dans nos universités francophones canadiennes et l'énergie hydraulique en français dans nos universités anglophones. Je crois que vous avez bien saisi l'esprit: il s'agit non seulement d'un intégration linguistique, mais aussi d'une intégration technique. C'est une remarque en passant.

Deuxièmement, vous savez que la question des rapides de Lachine préoccupe beaucoup les gens. La conservation de nos rapides de Lachine nous préoccupe premièrement en tant que patrimoine; deuxièmement, nous ne souhaitons pas qu'ils soient harnachés, ce qui éliminerait ce parc naturel autour de Montréal.

Est-ce que vous avez des préoccupations particulières à votre ministère, étant donné qu'on étudie maintenant la question énergétique? Nous savons fort bien qu'il y a un potentiel énergétique à cet endroit-là. La puissance y est et, au point de vue de la transmission, il n'y a aucun problème puisque nous sommes à la porte d'un marché. Cependant, il y a autre chose à prendre en considération. Comment votre ministère entrevoit-il ce problème en général, et en particulier celui-là?

M. Masse: Tout d'abord, pour compléter vos remarques au sujet de la présence du Québec, j'entends rapprocher physiquement mon Ministère du Québec. J'espère être en mesure d'annoncer officiellement, au cours des prochaines semaines, des mesures concernant la présence physique du Ministère au Québec. Il faut décentraliser pour être près de la réalité.

Deuxièmement, je crois profondément qu'une politique énergétique ne peut être une bonne politique sans être d'abord et avant tout une bonne politique environnementale. On ne peut pas produire de l'énergie en détruisant la nature. Les Canadiens ne l'accepteraient pas et, à long terme comme à court terme, ce ne serait pas une bonne politique. Voilà pourquoi le Ministère est très sensibilisé à cette question. Nous travaillons depuis deux ans en très étroite collaboration avec le ministère de l'Environnement, parce que je considère que notre Ministère doit être un ministère de l'Environnement autant que de l'Énergie. Si on détruit l'environnement pour produire de l'énergie, on va se créer d'autres sortes de problèmes en tant que gouvernement.

[Traduction]

then, I believe that our Québec textbooks have been considered authoritative throughout the world, even if they are in French. We were able to sell our technology. With that philosophy, Lavalin and SNC send technicians all over the world. I can see a day where we may study petroleum technology in English in French-Canadian universities and hydroelectric power in French in anglophone universities. The nub of the matter, as you have rightly perceived, is that this not only a question of linguistic integration, but technical integration as well. This is just an aside.

Secondly, you know that many people are very concerned about the Lachine Rapids issue. The conservation of our rapids is a concern to us, for they are part of our heritage. And we do not want them harnessed, since this would destroy the greenbelt around Montreal.

Does your department have any particular concerns in this area, since we are now examining energy issues? We are well aware that there is energy potential at that site. The power is there and there are no transmission problems since we are next door to a market. However, there are other considerations. How does your department view this problem, generally and specifically?

Mr. Masse: First of all, to add to your remarks about the presence of Québec, I intend to bring my department closer to Québec physically. In the coming weeks, I hope to be able to make an official announcement of measures concerning the physical presence of the department in Québec. We have to decentralize in order to be closer to reality.

Secondly, I sincerely believe that an energy policy cannot be a good policy without being first and foremost a sound environmental policy. We cannot produce energy by destroying nature. Canadians would not accept this and it would not be a good long or short term policy. This is why my department is very keenly aware of this issue. We have been working in very close co-operation with Environment Canada in the past two years, because I feel that my department should be an environment department as much as an energy department. If we destroy the environment to generate energy, we, as government, will be creating other sorts of problems.

• 1655

Donc, nous faisons les choses en étroite collaboration. Les gens sont très sensibilisés à cette question. Pour ma part, j'y suis sensibilisé depuis deux ans, car je n'étais pas là auparavant. Alors, depuis deux ans, on tient ce langage partout. On a discuté avec les provinces. Le harnachement de la rivière, c'est plutôt la responsabilité de l'Hydro-Québec et de la province, mais je puis vous

So we are working in close collaboration. People are very much aware of this issue. In my case, it goes back two years, for until I took on this portfolio. I was not sensitized to the problem. Over the past two years, the issue has come to the forefront. We have discussed it with the provinces. The harnessing of the river is the responsibility of Hydro-Québec and the province, but I

[Text]

assurer que dans la définition d'une politique d'exportation de l'énergie, la composante environnement aura un poids aussi important, si ce n'est plus important, que l'exportation sur le plan économique. On ne doit pas exporter de l'énergie en détruisant notre propre territoire.

L'Hydro-Québec est également très sensibilisée à cet aspect-là. Il y a quelques jours, ils ont annoncé une nouvelle politique sur le plan de l'environnement dans toutes les régions. C'est également vrai pour les sociétés privées. J'ai eu à m'entretenir à maintes reprises avec des sociétés privées, des pétrolières. Elles font énormément d'efforts sur le plan de la protection de l'environnement. Je peux vous assurer que le Ministère poursuivra son travail dans cette orientation. C'est dans cette optique que le Ministère est en train de revoir toute la loi et toute la réglementation, tant du Ministère que des agences, pour s'assurer que ce principe de base, à savoir qu'il n'y a pas de bonne mise en valeur de notre énergie sans protection de notre environnement, soit inscrit dans la loi et dans les règlements.

M. Lanthier: Ce n'est pas la première fois que nous sommes des antagonistes au point de vue du monopole de l'État, mais je peux vous assurer que cette fois-ci, monsieur le ministre, je suis d'accord avec vous, contrairement à l'autre fois.

M. Masse: On finit toujours par s'entendre.

The Chairman: Before I move to Mr. MacLellan, I figure we are on page 2-7, program review, and I am looking at the \$8.476 million. It says that these receipts and revenues are derived from the operation of Informatics Application Division and Computer Services Centre. Can you break that down for me?

Mr. Kroeger: I can get Mr. Mensforth to give a more detailed answer. I believe those are computer services we provide from one of our units to other departments, and we recover the costs from them. But Mr. Mensforth can perhaps give you a little more detail on that.

The Chairman: All right. Also, is it correct that the estimates for 1988-89 are the same as your forecast for 1987-88?

Mr. Stuart Mensforth (Assistant Deputy Minister, Finance and Administration Sector, Department of Energy, Mines and Resources): Madam Chairman, these are revenues that are derived by our computer centre and by our Informatics Application Division. The breakdown very roughly is that the computer centre generates revenues of some \$6.3 million and the IAD people generate revenues about \$1.7 million, mostly in-house from other parts of the department, small revenues from some other departments of the government.

The Chairman: Mr. Mensforth, what is the difference between the Computer Services Centre and the IAD?

[Translation]

can assure you that in developing an energy export policy, the environmental component will be just as important as the question of economics, if not more so. It makes no sense to export energy if the cost will be the destruction of our environment.

Hydro-Québec is also very sensitive to this concern. A few days ago, they announced a new environment policy for all regions which also applies to private companies. I have had many conversations with private companies, particularly oil companies. They are making great efforts to safeguard the environment. I can assure you the department will be continuing its efforts in this direction. With this concern in mind, the department is undertaking a review of all legislation and regulations, both in the department and the agencies, to ensure that the basic principle is upheld, namely that energy development and the protection of our environment must go hand in hand.

Mr. Lanthier: This is not the first time that we have held opposing views concerning state monopolies, but I can assure you that this time, for a change, you have my full support, Minister.

Mr. Masse: We always come to an agreement in the end.

La présidente: Avant de donner la parole à M. MacLellan, je regarde l'aperçu du programme à la page 2-7 où on trouve un montant de 8,476 millions de dollars. On me dit que ces recettes proviennent de la Division des applications informatiques et du Centre des services d'ordinateur. Pouvez-vous en faire la ventilation?

M. Kroeger: Je vais demander à M. Mensforth de vous répondre de façon détaillée. Je pense qu'il s'agit de services d'ordinateur que nous offrons à d'autres ministères et dont les coûts sont facturés. M. Mensforth pourra vous expliquer les détails.

La présidente: D'accord. Je voudrais également savoir si les prévisions budgétaires pour 1988-1989 sont les mêmes que pour 1987-1988.

M. Stuart Mensforth (sous-ministre adjoint, Secteur des finances et de l'administration, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources): Madame la présidente, ce sont des recettes provenant de notre Centre des services d'ordinateur et de la Division des applications informatiques. Grosso modo, le Centre des services d'ordinateur produit quelque 6,3 millions de dollars en revenus et la DAI environ 1,7 million de dollars. Il s'agit essentiellement de services internes pour d'autres secteurs du Ministère, en plus de revenus peu considérables provenant d'autres ministères du gouvernement.

La présidente: Monsieur Mensforth, quelle est la différence entre le Centre des services d'ordinateur et la DAI?

[Texte]

Mr. Mensforth: The Computer Services Centre, Madam Chairman, provides mainframe services. In effect, they provide you with cycles of computing power. They run big mainframes. The IAD provides you and the people within the department with consulting services about computers. In the past the reason for keeping them separate and not as one entity was that they could be seen to have some objectivity, without trying to sell all the people within the department the use of the departmental mainframes. They would advise the client as to what was best. They are still a bit nervous about being seen to be associated with that computer centre.

But as Mr. Kroeger as saying earlier, we are now entering an era where computing power is becoming relatively cheap and you can put it on people's desk tops. But when the leases of our current equipment run out, we are looking to break away from mainframing.

The Chairman: What arrangements does EMR have with other departments regarding the use of the Computer Services Centre? Do you have arrangements?

• 1700

Mr. Mensforth: We have had a contract with the Department of the Environment for several years and they have used one of our computers called a CYBER, a big number-crunching machine. As we get out of mainframing, we are going to have to warn them well in advance so they can make other arrangements.

Mr. MacLellan: I want to ask the minister about his intentions in terms of deregulation of energy sales. As the minister knows, if the free trade agreement goes through, it will remove the least cost alternative regulation for the sale of electricity into the United States. However, there will still be requirements that if a producing province wishes to sell into the United States, they will have to offer at least a portion of that electricity to an interconnected province for a comparable price.

The minister is talking about the possibility of doing away with those requirements. It would have a serious effect on Atlantic provinces such as New Brunswick and Prince Edward Island and perhaps eventually Newfoundland and to some extent Ontario, as far as Quebec is concerned. I was wondering if the minister has had further thoughts on this and where the position stands.

M. Masse: Madame la présidente, nous poursuivons le travail au sujet de la déréglementation de l'exportation de l'électricité, travail de consultation, de discussion avec les provinces, de rédaction de la politique comme telle, de la législation qui sera probablement nécessaire et j'espère être en mesure, avant la fin de cette session, de pouvoir faire une déclaration à ce sujet-là.

[Traduction]

M. Mensforth: Le Centre des services d'ordinateur offre les services d'un ordinateur central. Il s'agit, en effet, de vendre un certain temps de calcul ou de traitement de données. La DAI offre à vous aussi bien qu'aux fonctionnaires un service de conseils en matière d'ordinateur. Il avait été décidé de garder ces deux services séparés au lieu de les regrouper pour qu'il y ait l'apparence d'objectivité, ainsi on ne donnait pas l'impression que les conseillers du Ministère cherchaient à vendre à tout le monde les services des ordinateurs centraux du Ministère. Leurs conseils étaient en fonction des besoins du client. Ils préfèrent toujours rester à l'écart du Centre des services d'ordinateur.

Mais comme M. Kroeger le disait, nous sommes maintenant à une époque où l'informatique devient relativement bon marché et accessible à partir du bureau. À l'expiration des contrats de location de notre équipement actuel, nous allons essayer de trouver une méthode d'éviter le recours à un ordinateur central.

La présidente: Quels sont les arrangements conclus entre votre ministère et les autres au sujet de l'utilisation du Centre des services d'ordinateur? Avez-vous des arrangements?

M. Mensforth: Nous avons un contrat avec le ministère de l'Environnement depuis plusieurs années. Il utilise l'un de nos ordinateurs appelé le CYBER, une machine à grosse puissance informatique. Étant donné notre décision d'abandonner les ordinateurs centraux, nous devons prévenir le ministère suffisamment à l'avance pour qu'il puisse prendre d'autres arrangements.

M. MacLellan: Je voudrais parler au ministre concernant son intention de déréglementer les ventes d'énergie. Comme le sait le ministre, si l'accord de libre-échange est adopté, les ventes d'électricité aux États-Unis ne seront plus soumises aux règlements concernant l'autre choix le moins coûteux. Toutefois, la province productrice qui veut vendre aux États-Unis devra continuer à offrir au moins une partie de cette électricité, à un prix comparable, aux provinces interconnectées.

Le ministre soulève la possibilité d'éliminer ces règlements. Cela aurait un effet grave sur les provinces atlantiques comme le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard et peut-être un jour Terre-Neuve et, jusqu'à un certain point, l'Ontario, de l'avis du Québec. Le ministre pourrait-il éclaircir sa position là-dessus?

Mr. Masse: Madam Chairman, we are continuing our work on the deregulation of electricity exports, along with our consultation and discussions with the provinces. We are developing our policy as such and the legislation which will probably be necessary. I hope to be in a position to make a statement on the matter before the end of this session.

[Text]

D'autre part, à la suite de nombreuses discussions avec les gens qui sont intéressés à ces matières, je crois qu'il est possible de dire qu'il est loin d'être certain que les intérêts des provinces de l'Atlantique, particulièrement des consommateurs, ont été automatiquement bien servis par la réglementation. Trop de réglementation annule le besoin de coopération; trop de réglementation amène les services publics à attendre que l'agent réglementaire statue avant de travailler entre eux pour le bien des consommateurs.

Et je crois que ces dernières années, on pourrait, particulièrement dans les provinces de l'Atlantique, pointer du doigt des résultats contraires aux intérêts des consommateurs, résultats qui, découlant de la réglementation, ne forcent pas à la coopération. De sorte que, conclure que moins de réglementation va à l'encontre de l'intérêt des consommateurs, eh bien je ne suis pas certain de ça! Il est évident que, à un moment donné, l'esprit peut être satisfait si on dit: «voilà, tout est prévu dans le règlement, on va appliquer le règlement et ça va régler le problème». Mais ce n'est pas toujours comme ça dans la vraie vie. Et on le voit actuellement avec ce qui se passe entre l'Île-du-Prince-Édouard, Québec et le Nouveau-Brunswick. Est-ce que les consommateurs vont être mieux servis si les trois services publics doivent s'entendre entre eux ou si les trois services publics vont attendre qu'un agent réglementaire statue?

Personnellement, je crois que l'on peut dire que l'idée qu'il y aura moins de réglementation, dans ce cas précis, amène les services publics à travailler plus entre eux pour assurer un service au consommateur.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I do not quite agree with the minister. The minister's idea of deregulating electricity sales. . . He said in two speeches last fall that the federal government would not duplicate provincial regulations. If a producing province like Quebec, B.C. or Manitoba decided that they could export all their electricity surplus to their own needs, the federal government would not, through the National Energy Board, make any alterations, conditions or changes to that. Now if electricity is sold to the United States, an interconnecting province such as New Brunswick and, through New Brunswick, Prince Edward Island are assured that they at least have a chance to make an offer to purchase a portion of that electricity at a comparable price.

• 1705

If deregulation takes place, a province does not have to offer any of this electricity to another Canadian province, thereby having these other provinces that have come to depend on electricity from Quebec, Manitoba or British Columbia without an alternate source of reasonably priced electricity. It is a concern.

M. Masse: Je crois que vous avez une vue très pessimiste des Canadiens. Vous partez de l'idée que si les

[Translation]

In the light of the many discussions I have had with people interested in the subject, I think it can be said that it is far from certain that the interests of the Atlantic provinces, particularly those of consumers, were best served by regulation. Too much regulation does away with the need for co-operation; too much regulation means that public utilities wait for the decision of the regulatory agency before working among themselves for the good of the consumer.

I think that over the past several years there have been a number of examples, particularly in the Atlantic provinces, of situations contrary to the consumer interest. Such situations were brought about by regulation and the failure to co-operate. So I am far from convinced that less regulation will be a disservice to consumer interests. I admit that it may be reassuring to say that everything is provided for in the regulations, we need only apply them and the problems will go away. But things do not always work out that way in real life. We see what is now taking place between Prince Edward Island, Québec and New Brunswick. Will consumers be better served if the three public utilities come to an agreement among themselves or if they wait until the regulatory authority makes a decision?

Personally, I think that reducing the amount of regulation in this particular case will result in better co-operation among the utilities in providing service to the public.

M. MacLellan: Madame la présidente, je ne suis pas tout à fait d'accord avec le ministre. Cette idée de déréglementer les ventes d'électricité. . . Il a dit dans deux discours l'automne dernier que la réglementation du gouvernement fédéral n'allait pas se substituer aux règlements provinciaux. Si une province productrice comme le Québec, la Colombie-Britannique ou le Manitoba décidait d'exporter toute sa production excédentaire d'électricité, le gouvernement fédéral n'allait rien modifier à cette décision ni faire imposer de conditions par l'Office national de l'énergie. Or, si l'électricité est vendue aux États-Unis, une province interconnectée comme le Nouveau-Brunswick ou l'Île-du-Prince-Édouard est assurée d'avoir au moins la possibilité d'acheter une partie de cette électricité à un prix comparable.

S'il y a une déréglementation, les provinces ne seront pas tenues d'offrir une quelconque part de cette électricité à une autre province canadienne. Par conséquent, ces autres provinces qui en sont venues à compter sur l'électricité en provenance du Québec, du Manitoba ou de la Colombie-Britannique n'auront pas d'autres sources d'électricité à prix raisonnable. Cela est inquiétant.

Mr. Masse: I believe you take an overly pessimistic view of Canadians. You assume that if Canadians are not

[Texte]

Canadiens ne sont pas obligés de s'entraider, ils ne le feront pas. Moi, je pars de l'idée que les Canadiens vont être positifs les uns envers les autres et s'ils peuvent s'entraider, ils vont le faire. Alors, c'est le choix entre la vue pessimiste qui obligerait les Canadiens à offrir l'électricité ou la vue optimiste qui dirait que les Canadiens ont intérêt à s'entendre. Pourquoi ne le feraient-ils pas? Il est évident que ce soit le Québec, que ce soit l'Ontario, que ce soit n'importe quelle province, s'ils ont une matière première à mettre sur le marché, ils vont faire comme les autres provinces dans d'autres domaines, ils ont certainement intérêt et certainement avantage à se l'offrir mutuellement. Je ne vois pas pourquoi on obligerait les Canadiens à s'entraider. Ils devraient le faire par nature.

Mr. MacLellan: I would like to believe it is going to happen, but I am afraid I cannot afford the luxury of feeling that way. I think there is too much dependence on some assurance of reasonably priced electricity for those provinces. It would give a province a particular hold on another province and I do not feel that kind of leverage is healthy. I can appreciate the minister's position and I think he would like to see everything work out in the interest of all parties, but I do not think it can happen.

The problem is that governments and personalities from one province and another may not get along. Conflict and inequities arise and the people suffer. It is my only concern, Mr. Minister, but I have a real concern about it.

The Chairman: On page 2-28 under the administrative program, the Department of Energy, Mines and Resources acknowledges that it has a problem obtaining and holding research scientists in managerial positions. I understand that the department completed a study on this particular issue. Mr. Kroeger, I wonder why EMR is having difficulty retaining scientific managers and what sort of solution you have come up with.

Mr. Kroeger: The study was commissioned and carried out before my time, but I have a general knowledge of it. The questions raised in that study were if we had enough scientists prepared to become managers, what sort of perceptions they had of management jobs and if there were impediments to scientists moving from research jobs into management jobs. The conclusions were that there was an ample supply, but that we had some problems, particularly in the Geological Survey of Canada. For whatever reason, people in GSC were more negative about the prospect of becoming managers and more interested in remaining bench scientists.

Some particular factors led departments such as ours to undertake these studies. One of them was the pervasive incidence of what is called pay inversion, when a manager

[Traduction]

forced to help each other out, they will not do so. I, however, hold that Canadians will stand together and that if they are able to help each other out, they will. One has to choose between the pessimistic view, where by we would force Canadians to offer their electricity to others, and the optimistic view, based on the idea that Canadians have an interest in helping each other out. Why would they not? Be it Québec, Ontario or any other province, if they have raw materials to market, they will do what the other provinces do in other areas: it is in their mutual interest and to their mutual advantage to offer them for sale. I do not see why we need to force Canadians to help each other out. Their very nature should inline them to do so.

M. MacLellan: J'aimerais bien pouvoir croire que c'est cela qui va se produire, mais je crains de ne pas pouvoir m'offrir ce luxe. Je pense que dans le cas de ces provinces, il y a une trop grande dépendance sur de l'électricité garantie à prix raisonnable. Dans pareille situation, une province pourrait avoir une trop forte prise sur une autre, et je ne pense pas que ce genre de rapport de forces soit sain. Je comprends la position du ministre et je pense qu'il aimerait que les choses s'arrangent pour le bien de tous, mais je ne crois pas que c'est cela qui va se passer.

Le problème, c'est que les gouvernements et les dirigeants des différentes provinces ne vont pas forcément s'entendre. Il se pourrait qu'il y ait conflit et inégalités, et que les gens en souffrent. C'est là le seul problème que j'y vois, monsieur le ministre, mais j'avoue qu'il me préoccupe énormément.

La présidente: À la page 2-28, lorsqu'il est question du programme administratif, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources reconnaît qu'il a des difficultés pour recruter et garder des chercheurs pour des postes de cadres. D'après ce que j'ai compris, le ministère a fait une étude de cette question. Monsieur Kroeger, pourquoi le ministère a-t-il tant de mal à garder des chercheurs dans des postes de cadres et quel genre de solutions avez-vous trouvées?

M. Kroeger: L'étude a été commandée et réalisée avant que je n'arrive en poste, mais je suis tout de même un petit peu au courant de la chose. Plusieurs questions ont été soulevées dans le cadre de cette étude, notamment: y a-t-il suffisamment de chercheurs qui seraient prêts à occuper des postes de cadres? Quelles impressions ont-ils du travail des cadres? Et y a-t-il des facteurs qui entravent le passage des scientifiques de postes de chercheurs à des postes de cadres? Les conclusions sur lesquelles l'étude a débouché étaient qu'il y en a en assez grand nombre, mais qu'il existe certains problèmes, surtout du côté de la Commission géologique du Canada. Quelles qu'en soient les raisons, les gens de la Commission sont plus négatifs face à l'idée de devenir cadres et ils préfèrent se cantonner à la recherche pure.

Ce sont plusieurs facteurs bien particuliers qui ont amené des ministères comme le nôtre à entreprendre ces études, notamment la fréquence de l'incidence de ce que

[Text]

makes less money than the employees working for him. You could actually lose money by being promoted. This was not limited to the scientists, but it particularly applied there. The top salary of certain kinds of research levels was higher than the top salary of the management positions above them. A number of departments had this, and I think the pay inversion problem had a lot to do with the commissioning of the study. Treasury Board approved the conversion of certain of these research management jobs from an SM position, which is a general management type of position, to a research classification. So we got around the inversion problem that way.

[Translation]

l'on appelle l'inversion de traitement, où le gestionnaire gagne moins que les employés qui relèvent de lui. Il existe même des cas où vous perdriez de l'argent en acceptant une promotion. Cela ne se limite pas aux chercheurs, mais il semblerait qu'ils soient tout particulièrement visés. Le salaire maximal correspondant à certains niveaux dans le domaine de la recherche était plus élevé que le salaire maximal des cadres dont relevaient les titulaires de ces postes. Ce genre de situation se retrouve dans plusieurs ministères et je pense que l'on a décidé d'entreprendre cette étude en grande partie à cause de ce problème d'inversion de traitement. Le Conseil du Trésor a approuvé la conversion de certains de ces postes de cadres dans le domaine de la recherche, de postes de catégorie SM—correspondant à des postes de cadres de nature générale—à des postes relevant de la classification recherche. C'est de cette façon que l'on a pu contourner le problème de l'inversion du traitement.

• 1710

Some adjustments that have been made in executive pay levels last year helped. These sorts of measures have eased the problem. In the Geological Survey particularly, people had a skeptical view of whether the hassle of being a manager and putting up with all of the things managers put up with was worth it. A lot of them had a preference for remaining research scientists. That is a judgment call that one cannot do a lot about, ultimately. There are some people genuinely more interested in being scientists than in being the boss.

Mr. MacLellan: I wanted to know about the energy options. When would that be ready, Mr. Minister? When could we expect it to be made public, and what plans do you have for it?

Mr. Masse: I understand it should be made public at the end of June.

Il est de mon intention, dès que le document pourra être rendu public, de le faire parvenir au Comité ici, pour que ce dernier puisse l'étudier et entendre les Canadiens sur les conclusions du rapport, ce qui vous amènerait à faire une analyse ou un rapport vous-mêmes, et ce qui amènerait le ministre à répondre à votre réponse, conformément à nos procédures parlementaires. Je crois qu'en procédant ainsi, cela permet une deuxième réflexion sur les conclusions, une deuxième réflexion par les groupes intéressés ici même au Comité, et ce en plus d'amener les parlementaires à faire valoir leur point de vue sur les questions qui étaient posées au groupe de travail Énergie option.

The Chairman: Mr. Kroeger, I look forward to receiving some information on the administrative program and the cutbacks.

Mr. Kroeger: I will send that around tomorrow.

Par ailleurs, un certain nombre de rajustements apportés l'an dernier aux niveaux salariaux des cadres auront aidé. Des mesures de ce genre ont réduit le problème. À la Commission géologique en particulier, les gens avaient l'impression que tous les problèmes qu'ont les gestionnaires et toutes les choses qu'ils doivent supporter n'en vaudraient pas la peine pour eux. C'est pourquoi un grand nombre d'entre eux ont préféré demeurer dans la recherche. Mais en dernière analyse, il s'agit d'un jugement auquel l'on ne peut pas faire grand-chose. Il y a des gens qui préfèrent très nettement continuer de faire de la recherche plutôt que d'être le patron.

M. MacLellan: J'aimerais qu'on me renseigne un petit peu au sujet des options énergétiques. Quand cela sera-t-il prêt, monsieur le ministre? Quand cela sera-t-il rendu public, et quels sont vos plans à ce propos?

M. Masse: Si j'ai bien compris, cela devrait être rendu public à la fin du mois de juin.

As soon as the document is ready to be made public, I plan on having it presented to the committee so that you can study it and hear Canadians' views on the conclusions contained in the report, which will enable you to carry out an analysis or to draft a report yourselves, inviting the minister to respond to your views in conformity with parliamentary procedure. I believe that if we proceed this way, we can have a second look at the conclusions, and so can you and the various interested groups; too, parliamentarians can then make their views known on the questions that were put to the Energy Options working group.

La présidente: Monsieur Kroeger, j'attends avec impatience de recevoir des renseignements sur le programme administratif et sur les réductions.

M. Kroeger: Je vous enverrai tout cela demain.

[Texte]

The Chairman: Mr. Minister, I want to thank you very much for appearing before us today. I will be in contact with you in regard to the CEDIP Program to see if we can work something out—

M. Masse: Très bien.

The Chairman: —so we do not discriminate. . .

M. Masse: Merci madame.

The Chairman: Thank you. The meeting is adjourned.

[Traduction]

La présidente: Monsieur le ministre, je vous remercie très sincèrement d'être venu nous rencontrer aujourd'hui. Je vais communiquer avec vous relativement au Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur, pour voir si nous ne pourrions pas nous entendre sur quelque chose. . .

Mr. Masse: Very well.

La présidente: . . . pour que nous ne fassions pas de discrimination. . .

Mr. Masse: Thank you, madam.

La présidente: Merci. La séance est levée.



*If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

WITNESSES

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Arthur Kroeger, Deputy Minister;
George Anderson, Assistant Deputy Minister, Energy
Policy Sector;
Jeff Carruthers, Assistant Deputy Minister, Energy
Programs Sector;
Stuart Mensforth, Assistant Deputy Minister, Finance
and Administration Sector.

TÉMOINS

Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

Arthur Kroeger, sous-ministre;
George Anderson, sous-ministre adjoint, Secteur de la
politique énergétique;
Jeff Carruthers, sous-ministre adjoint, Secteur des
programmes de l'énergie;
Stuart Mensforth, sous-ministre adjoint, Secteur des
finances et de l'administration.



HOUSE OF COMMONS

Issue No. 45

Thursday, May 19, 1988

Chairman: Barbara Sparrow

CHAMBRE DES COMMUNES

Fascicule n° 45

Le jeudi 19 mai 1988

Présidente: Barbara Sparrow

*Minutes of Proceedings and Evidence of the
Standing Committee on*

*Procès-verbaux et témoignages du Comité
permanent de*

Energy, Mines and Resources

L'énergie, des mines et des ressources

RESPECTING:

Main Estimates 1988-89: Vote 45

CONCERNANT:

Budget principal des dépenses 1988-1989: Crédit 45

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)



Second Session of the Thirty-third Parliament,
1986-87-88

Deuxième session de la trente-troisième législature,
1986-1987-1988

STANDING COMMITTEE ON ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Chairman: Barbara Sparrow

Vice-Chairman: Aurèle Gervais

Members

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

COMITÉ PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Présidente: Barbara Sparrow

Vice-président: Aurèle Gervais

Membres

Paul Gagnon
Len Gustafson
Russell MacLellan
Lorne Nystrom
Bob Porter—(7)

(Quorum 4)

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, MAY 19, 1988
(69)

[Text]

The Standing Committee on Energy, Mines and Resources met at 9:10 o'clock a.m., in Room 371 West Block, this day, the Chairman, Barbara Sparrow, presiding.

Members of the Committee present: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter and Barbara Sparrow.

Acting Member present: Ross Belsher for Len Gustafson.

In attendance: Dean Clay, Consultant; Lawrence Harris, Researcher.

Witnesses: From Atomic Energy of Canada Limited: James Donnelly, President; Donald Lawson, President, CANDU Operations; Eva Rosinger, Director, Concept Review; Ronald Veilleux, Corporate Secretary and Vice-President, Corporate Relations.

The Committee resumed consideration of its Order of Reference dated February 23, 1988, relating to the Main Estimates 1988-89. (*See Minutes of Proceedings and Evidence dated May 11, 1988, Issue No. 43.*)

James Donnelly made an opening statement and with the other witnesses, answered questions.

The Chairman called Vote 45 under Atomic Energy of Canada Limited.

It was agreed,—That the longer version of the witnesses' presentation be printed as an appendix to this day's Minutes of Proceedings and Evidence. (*See Appendix "Mine-3".*)

At 11:00 o'clock a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

Eugene Morawski
Clerk of the Committee

PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 19 MAI 1988
(69)

[Traduction]

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit aujourd'hui à 9 h 10, dans la pièce 371 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (*présidente*).

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Aurèle Gervais, Russell MacLellan, Bob Porter et Barbara Sparrow.

Membre suppléant présent: Ross Belsher remplace Len Gustafson.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, chargé de recherche.

Témoins: De l'Énergie atomique du Canada, Limitée: James Donnelly, président; Donald Lawson, président, Opérations CANDU; Eva Rosinger, directeur, Revue des concepts; Ronald Veilleux, secrétaire général et vice-président, Relations de l'entreprise.

Le Comité reprend l'étude de son ordre de renvoi du 23 février 1988 relatif au budget principal des dépenses de 1988-1989. (*Voir Procès-verbaux et témoignages du 11 mai 1988, fascicule n° 43.*)

James Donnelly fait une déclaration préliminaire, puis lui-même et les autres témoins répondent aux questions.

La présidente met en délibération le crédit 45 inscrit sous la rubrique Énergie atomique du Canada, Limitée.

Il est convenu,—Que la version plus longue de l'exposé des témoins figure en appendice aux *Procès-verbaux et témoignages* d'aujourd'hui. (*Voir Appendice «Mine-3».*)

À 11 heures, le Comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité
Eugene Morawski

EVIDENCE

[Recorded by Electronic Apparatus]

[Texte]

Thursday, May 19, 1988

• 0909

The Chairman: Order, please. The agenda has been circulated, and we have a quorum to hear witnesses. The order of the day is main estimates 1988-89, vote 45.

We have as witnesses today people from Atomic Energy of Canada Limited. I welcome you, Mr. Donnelly, President, and your colleagues.

Prior to starting, I would like to thank you and Atomic Energy of Canada Limited for facilitating this committee on some of our tours and visits to the various nuclear sites and research centres. It has been a pleasure for us to work with you. You have certainly, with Simone Lecoeurs, gone out of your way, and we appreciate it.

• 0910

I understand you have an opening statement and there is a longer version. I wonder if I could ask the committee for agreement to have the longer version tabled as an appendix to the *Minutes of Proceedings and Evidence* of this meeting.

Some hon. members: Agreed.

The Chairman: Agreed. Thank you.

Mr. Donnelly, would you care to introduce your colleagues, and then perhaps we could move forward with your presentation.

Mr. James Donnelly (President, Atomic Energy of Canada Limited): Thank you, Madam Chairman. First let me respond to your remarks regarding your visit. We are very pleased to support the committee in every way possible in its review of nuclear power and the nuclear industry nationally and internationally. We look forward to the results of the committee.

Madam Chairman, members of the committee, it is again with pleasure that I meet to review and discuss the issues faced by AECL and the steps being taken to manage them. As is customary, I have with me several members of our executive staff to assist in providing full responses to your questions. Mr. Don Lawson is President of our CANDU Operations. Dr. Eva Rosinger is the Director of Concept Review for our research company. Mr. Ron Veilleux is Corporate Secretary and Vice-President of Corporate Relations.

It has been my usual practice at these hearings to structure my opening remarks along the lines of a brief summary of AECL, a review of the problems and opportunities facing the company and the nuclear

TÉMOIGNAGES

[Enregistrement électronique]

[Traduction]

Le jeudi 19 mai 1988

La présidente: Je déclare la séance ouverte. On a fait distribuer l'ordre du jour, et nous avons le quorum pour entendre des témoins. Aujourd'hui, nous examinons le budget principal de 1988-1989, crédit 45.

Nos témoins aujourd'hui sont de l'Énergie atomique du Canada Limitée. Je souhaite la bienvenue au président, M. Donnelly, et à ses collègues.

Avant de donner la parole à nos témoins, je tiens à vous remercier et à remercier l'Énergie atomique du Canada Limitée d'avoir facilité les visites du Comité à différents centres de recherche et installations nucléaires. Ce fut un plaisir de travailler avec vous. Vous et Simone Lecoeurs avez fait des efforts spéciaux, et nous vous en remercions.

Je crois comprendre que vous avez une déclaration liminaire à faire, dont il y a une version plus longue. Je demande le consentement du Comité pour annexer la version plus longue aux *Procès-verbaux et témoignages* de la réunion.

Des voix: D'accord.

La présidente: D'accord. Je vous remercie.

Monsieur Donnelly, je vous invite à nous présenter vos collègues, et ensuite à passer à votre déclaration.

M. James Donnelly (président, Énergie atomique du Canada Ltée): Merci, madame la présidente. Permettez-moi d'abord de répondre à vos observations concernant vos visites. Nous sommes très heureux de faciliter au maximum l'étude du Comité qui porte sur l'énergie nucléaire et l'industrie nucléaire nationale et internationale. Nous attendons avec impatience les résultats de l'étude du Comité.

Madame la présidente, membres du Comité, je suis heureux de vous revoir de nouveau pour passer en revue et discuter les dossiers de l'EACL et les mesures que nous prenons pour les gérer. Comme d'habitude, je suis accompagné de plusieurs membres de notre personnel de direction, qui sont là pour m'aider à bien répondre à vos questions. Je vous présente M. Don Lawson, président des opérations CANDU, puis M^{me} Eva Rosinger, directeur de la Revue des concepts de notre société de recherche, et M. Ron Veilleux, secrétaire général et vice-président des Relations de l'entreprise.

J'ai l'habitude, lors de ces audiences, de structurer mon exposé en fonction d'un bref résumé de ce qu'est et de ce que fait l'EACL, d'une revue des problèmes et occasions qui se présentent pour la société et pour l'ensemble de

[Texte]

industry as a whole, and finally, and in the context of the main estimates, a discussion of what we are doing to meet the challenges we face.

However, you and your committee have recently visited a number of nuclear and nuclear-related facilities both here and abroad and have undoubtedly discussed with many knowledgeable people such questions as electricity supply-and-demand projections and the timing of new order placements in Canada, the economic and the environmental competitiveness of the nuclear industry, the retention of Canada's industrial capacity to respond to new orders, and the like. In short, I suspect you have already heard several times over recently much of what I would normally say in the first part of my opening remarks. Therefore I do not intend to burden you today with further repetition.

There are some remarks I do wish to make. I particularly want to draw attention to the fact that over the last 12 months several important reports bearing on the future of nuclear energy have been issued. My full paper, which has been provided to you in advance, offers comments on the key reports, specifically the Brundtland report. I would also like to draw attention to the International Atomic Energy Agency study of operational safety at the Pickering nuclear station, the Hare report on reactor safety, the report of the House of Commons Standing Committee on Environment and Forestry, and that of the International Chamber of Commerce Commission on Energy. In the interests of time I will not comment on these individually, but I have requested that the full text of my remarks, as submitted, be appended to your record, and I am pleased to see that has been accepted.

The important question is, what do all of these reports tell us? Basically one thing, I believe; and it is that nuclear energy, and particularly CANDU nuclear energy, meets the criteria set in each of these studies. It is safe, environmentally sound, economically competitive, and sustainable into the future. From this it follows that nuclear energy can and should be exploited to the fullest.

Unfortunately, a large portion of the general public remain unconvinced. However, an even larger portion, indeed the significant majority of Canadians, clearly want to know more about the whys and wherefores of our work. This desire has been recognized and has been responded to by the Canadian Nuclear Association.

• 0915

You have probably seen some of the CNA-sponsored advertisements on television or in magazines recently. I am informed that the response to these ads has been very good indeed and has resulted in thousands of requests for

[Traduction]

l'industrie nucléaire et enfin, et dans le contexte du budget principal des dépenses, d'un examen de ce que nous faisons pour relever les défis que nous affrontons.

Mais vous avez récemment, avec votre Comité, visité un certain nombre de centres nucléaires et installations connexes, tant au Canada qu'à l'étranger, et avez sans doute discuté, avec de nombreuses personnes bien informées, de questions comme les projections de l'offre et de la demande d'électricité et le calendrier des nouvelles commandes, la compétitivité économique et environnementale de l'énergie nucléaire, le maintien de la capacité de notre industrie de remplir de nouvelles commandes, et ainsi de suite. Bref, je soupçonne que vous avez déjà entendu plusieurs fois depuis quelque temps une bonne part de ce dont je vous entretiendrais normalement dans la première partie de mon exposé. Je ne vais donc pas vous ennuyer aujourd'hui en le répétant une fois de plus.

Cependant, il y a quelques remarques que je tiens à faire. Je veux tout particulièrement attirer votre attention sur le fait que plusieurs rapports importants publiés au cours des 12 derniers mois concernent l'avenir de l'énergie nucléaire. Le document plus détaillé, qui vous a déjà été communiqué, comporte des commentaires sur ces rapports clefs, en particulier sur le rapport Brundtland, sur l'étude de l'Agence internationale de l'énergie atomique sur les pratiques de sécurité à la centrale de Pickering, sur le rapport de la Commission Hare, sur le rapport du Comité permanent de l'environnement et des forêts et sur le rapport de la Commission de l'énergie de la Chambre de commerce internationale. Afin de gagner du temps, je ne commenterai pas ces rapports individuellement aujourd'hui; je vous ai demandé cependant d'inclure dans les procès-verbaux le texte complet de mes commentaires tel qu'il vous a été remis, et je suis heureux de voir que le Comité a déjà accepté de faire cela.

La question fondamentale est donc: «Que signifient pour nous tous ces rapports?». Fondamentalement, à mes yeux, que l'énergie nucléaire, et particulièrement l'énergie nucléaire du CANDU, répond aux critères du rapport Brundtland: elle est sûre, respectueuse de l'environnement, économiquement concurrentielle et viable pour l'avenir. Il s'ensuit que l'énergie nucléaire peut et doit être exploitée à fond.

Malheureusement, une bonne part du grand public reste à convaincre. Cependant, une part encore plus forte, voire la grande majorité des Canadiens, veut manifestement en savoir plus long sur les tenants et aboutissants de nos travaux. L'Association nucléaire canadienne a reconnu ce désir et s'emploie à y répondre.

Vous avez probablement vu certains messages publicitaires de l'ANC à la télévision ou dans des revues ces derniers temps. On m'informe que ces messages ont provoqué une excellente réaction et des milliers de

[Text]

further information. I believe you have already seen the packages of information that we are sending out in response.

The case for using nuclear energy has always been strong. Over the past year we have seen, through the reports I have cited, an even further strengthening of that case. It remains, however, to build a broader public knowledge and, through this, a general acceptance of nuclear energy.

I must confess that, while I was going over my notes in preparation for my talk, the thought occurred to me that someone here might well ask: given all these reports and studies and the consistent conclusion they all seem to reach, why, pray tell me, is your parliamentary committee conducting yet another review? In my judgment, there are very solid reasons for doing so.

If I may make the assumption that your ultimate conclusions on the safety, acceptability, and value of nuclear energy are also consistent with previous studies, you will have additional responsibilities that other groups do not have. Others have said, in essence, simply that the technology is valuable now and will be in the future and should be retained.

I believe you will have to go further. You will have to review the national resources we can bring to bear on this objective, to assess their adequacy for the job, to recommend changes in the resource levels if you deem such necessary, and to assess the costs and benefits of all of this in a national context, even beyond energy considerations, to include elements of national industrial development strategy. These factors have by and large not been considered by others and, especially in a period of slow markets and tight finances, are likely to prove the most difficult matters to deal with.

Having brought up the issue of dollars and how they are used, it seems appropriate that I turn to our main estimates and our plans for the coming year.

By way of introduction, I wish to note that AECL expects again to report a profitable position from commercial operations in respect of this fiscal year just ended. You will understand that the traditional audit process is not yet completed and that it would be improper to comment in much detail on our 1987-88 financial statements at this time.

With respect to the future, the corporate plan summary provides a snapshot of the central issues we must address. In particular, the highlights on page 3 present the four key assumptions that are contained in this year's plan.

The first three go directly to the financial resources required to maintain our capabilities. I am pleased to indicate to you that the government has considered our position and has substantially agreed to our proposals for

[Translation]

demandes de renseignements complémentaires. Je crois que vous avez vu la documentation qui est distribuée.

Le recours à l'énergie nucléaire a toujours été facilement justifiable. Depuis un an, avons-nous vu, par le biais des rapports que j'ai cités, cette justification s'est imposée encore davantage. Il reste, cependant, à élargir les connaissances du public et, par ce biais, à faire mieux accepter l'énergie nucléaire de façon générale.

Je dois avouer qu'en relisant mes notes en prévision de mon allocution, je me suis dit qu'on pourrait bien me demander: «Compte tenu de tous ces rapports et de toutes ces études et des conclusions convergentes qui en ressortent tout le temps, pourquoi donc, s'il vous plaît, votre comité parlementaire se lance-t-il dans une autre revue?» À mon avis, votre intervention se justifie par de très bonnes raisons.

Si je puis supposer que vos conclusions ultimes sur la sécurité, l'acceptabilité et la valeur de l'énergie nucléaire vont également dans le même sens que les études précédentes, vous aurez des responsabilités supplémentaires que d'autres groupes n'avaient pas. Essentiellement, d'autres ont toujours simplement affirmé que la technologie est précieuse pour aujourd'hui et pour l'avenir, et qu'il faut la conserver.

Vous devrez aller plus loin. Vous devrez passer en revue les ressources à consacrer à cet objectif, voir si elles sont suffisantes pour le travail à accomplir, recommander les changements qui vous apparaîtront nécessaires aux niveaux et aux sources de ces ressources, et évaluer les coûts et les avantages de tout cela dans un contexte national qui dépasse les approvisionnements en énergie et rejoint des éléments de stratégie de développement industriel. Les autres ne se sont pas, de façon générale, arrêtés à ces facteurs, qui, surtout en période de léthargie des marchés et de resserrement des finances, poseront vraisemblablement les problèmes les plus difficiles.

Puisqu'il faut parler des dollars et de leur affectation, il serait peut-être opportun de passer maintenant à notre Budget principal et à nos projets pour les années à venir.

En guise d'introduction, je signalerai que l'EAEL prévoit encore une fois afficher un surplus au titre de ses opérations commerciales pour l'exercice qui vient de prendre fin. Vous comprendrez que la vérification n'est pas encore terminée et qu'il serait inopportun, en ce moment, de commenter en détail nos états financiers de 1987-1988.

Quant à l'avenir, le sommaire du plan d'entreprise donne un instantané des questions centrales auxquelles nous devons nous arrêter. En particulier, les points saillants (page 3 des textes français et anglais) présentent les quatre hypothèses clés que renferme le plan de cette année.

Les trois premières touchent directement les ressources financières requises pour maintenir nos capacités. Je suis heureux de vous indiquer que le gouvernement a étudié notre position et qu'il a donné son accord de principe sur

[Texte]

the 1988-89 year. The main estimate numbers do not reflect these later adjustments; however, I am prepared to reconcile the two during the question period should you wish.

The privatization of the Radiochemical Company and the Medical Products Division is assumed to take effect as of April 1989. While this is our assumption for planning purposes, I would note that the process is in the hands of the government's Privatization Task Force and not under AECL management's control. I understand that this committee in fact will be visiting these sites next week, and I am sure you will find that a very interesting experience.

More generally with respect to the future, I must tell you that I regard it with optimism—cautious optimism, to be sure, but optimism nevertheless. AECL will continue to face difficult times, but we have exciting new products on the way, such as the CANDU 300. Moreover, new products, such as the SLOWPOKE heating reactor and others in the pipeline, will begin to make their mark in the next few years. I believe the basic groundwork has been laid for the company to embark into a new era, which will be characterized by a high-quality major product line, the CANDU, coupled with much more diversified interests than we had during our early years.

• 0920

Madam Chairman, I believe AECL's contributions to Canada's industrial development are really just beginning. Thank you.

The Chairman: Thank you very much, Mr. Donnelly. You are quite right that this committee has visited quite a few places; indeed we visited Sweden, Germany and France just a few weeks ago. It was very interesting to review the public relations programs they have in France and how well they reach out to the public for discussion and providing information.

I have seen some of the ads on TV and some of the brochures. It is very nice to see that the nuclear people have started to educate the public in regards to the benefits of nuclear energy, especially when we take into consideration environmental concerns.

Mr. Porter: May I again welcome you here this year. I think the last time you were here we were talking about some of the areas of public concern and you outlined at that time some of the programs you intended. You obviously are following up and continuing.

I think you mentioned that a large part of the general population still no doubt has some concerns and I think this was expressed as the committee travelled. We spent some time in Sweden. As you are aware there they are phasing out their nuclear program over the next number of years and, I guess, with some concern as a result of

[Traduction]

nos propositions pour 1988-1989. Les chiffres du Budget principal ne reflètent pas ces derniers rajustements. Cependant, je suis disposé à concilier les deux pendant la période des questions, si vous le désirez.

Nous partons du principe que la privatisation de la Société radiochimique et de la Division des produits médicaux se fera le 1^{er} avril 1989. Telle est notre hypothèse de planification, mais le dossier relève désormais du groupe de travail du gouvernement sur la privatisation, et non pas de la direction de l'AECL. Je crois savoir que votre Comité visitera effectivement ces emplacements la semaine prochaine. Je suis sûr que vous les trouverez intéressants.

De façon plus générale en ce qui concerne l'avenir, je dois dire que je l'envisage avec optimisme, avec un optimisme prudent, certes, mais avec optimisme quand même. L'AECL n'est pas au bout de ses peines, ce qui ne nous empêche pas de travailler à de nouveaux produits enthousiasmants, comme le CANDU 300. En outre, de nouveaux produits, comme le SLOWPOKE et d'autres qui s'annoncent, commenceront à faire leur marque d'ici quelques années. J'estime que nous avons jeté les fondements d'une ère nouvelle qui sera caractérisée par une vaste gamme de produits de qualité, doublée d'intérêts beaucoup plus diversifiés que dans nos premières années.

Madame la présidente, je suis persuadé que l'AECL ne fait que commencer à contribuer à l'expansion industrielle du Canada. Merci.

La présidente: Merci beaucoup, monsieur Donnelly. Comme vous l'avez dit, nous avons visité plusieurs endroits, notamment la Suède, l'Allemagne et la France, il y a quelques semaines. Nous avons été très intéressés par les programmes de relations publiques qui existent en France et leur efficacité du point de vue de la sensibilisation de la population.

J'ai vu certaines publicités à la télévision et quelques dépliants. Il est agréable de constater que le milieu de l'énergie nucléaire cherche maintenant à renseigner la population sur les avantages de cette source d'énergie, surtout quand on songe aux préoccupations relatives à l'environnement.

M. Porter: Permettez-moi de vous souhaiter à nouveau la bienvenue cette année. La dernière fois, nous parlions de certains domaines qui préoccupent la population, et vous nous avez décrit alors les programmes que vous aviez l'intention d'établir à cet égard. Il semble que vous poursuiviez sur votre lancée.

Vous avez dit qu'une grande partie de la population conserve sans aucun doute certaines préoccupations, et nous l'avons constaté dans nos déplacements. Nous avons séjourné quelque temps en Suède. Vous savez sans doute que ce pays abandonnera progressivement son programme nucléaire au cours des prochaines années, et je suppose

[Text]

what they probably went through as a result of Chernobyl and perhaps other areas.

You mention in your report, Mr. Donnelly, products such as the CANDU and the high quality major product line. I think when we were travelling we did see some of the areas. Could you just comment perhaps a bit more on what you see in the future not only for the CANDU, but other areas that you feel may enhance, I guess, even the financial position of Atomic Energy. We were interested certainly in travelling and seeing some of the other types of work that are being done, but perhaps one of your members would care to comment a bit on that.

Mr. Donnelly: Thank you, Madam Chairman, Mr. Porter. I will say a few words and then I will ask Mr. Lawson who is, as I said, president of our CANDU operations division, to comment on some of the direction of our new CANDU product.

As we all know, the world does not stand still in any competitive fashion. I remember 30 years ago, and maybe it was 35 years ago, when we started nuclear in the U.K., we were looking at nuclear being competitive with oil at \$2.50 a barrel and still had confidence then that we could deliver on 0.4¢ per kilowatt-hour. The competition has, of course, changed. We are no longer in competition with oil; at least I do not believe we are any longer in competition with oil. Competition has now changed not only in terms of CANDU versus other reactor systems, which I consider to be the minimum end of the competition, but with coal and gas. Certainly today's costs of gas as a competing fuel with uranium are pretty tough, and some of today's costs regarding international coal prices are pretty tough too. But we have not stood still in that. We have not looked at the past units that we have built, successful as they have proven to be. We have decided to take up the challenge of coal at \$40 a tonne. I will not quote the gas figures.

We have decided to take up that challenge and I have looked at ways, quite dramatic ways, of cheapening our product. The CANDU 300 represents the first stage in the development of an advanced CANDU which is set to be competitive with 400-megawatt coal-fired plants and ultimately with larger plants of that size.

Maybe Mr. Lawson could give you a comment on the progress we are making in that regard, or maybe even say a word about competition in New Brunswick.

• 0925

Mr. Donald Lawson (President, CANDU Operations, Atomic Energy of Canada Limited): Madam Chairman, the direction in looking at the CANDU 300 started by looking at the market, both domestically and internationally. When you look at the electrical utilities' requirements across the country, you have the two large

[Translation]

que cette décision découle en partie de ce qu'ils ont vécu là-bas à la suite de l'accident de Tchernobyl et d'autres facteurs peut-être.

Dans votre exposé, monsieur Donnelly, vous mentionnez le CANDU et une vaste gamme de produits de qualité. Je pense que nos déplacements nous en ont donné une petite idée. Pourriez-vous nous donner plus de détails sur ce que réserve l'avenir non seulement pour le CANDU, mais pour d'autres produits qui renforceront peut-être la position financière d'Énergie atomique? Nous avons certainement été intéressés lors de nos voyages par d'autres réalisations dans ce domaine, mais un de vos collaborateurs pourrait peut-être nous renseigner là-dessus.

M. Donnelly: Merci, madame la présidente, monsieur Porter. Je dirai quelques mots et demanderai ensuite à M. Lawson, le président de notre Division des opérations CANDU, de nous parler de l'avenir de ce produit.

Comme nous le savons tous, l'environnement concurrentiel mondial évolue constamment. Je me souviens qu'il y a 30 ou 35 ans, au début de l'énergie nucléaire au Royaume-Uni, nous estimions que cette forme d'énergie pouvait faire concurrence au pétrole à 2,50\$ le baril et pensions encore pouvoir livrer de l'énergie à 0,4¢ le kilowatt-heure. Évidemment, la concurrence a changé. Nous ne pouvons plus faire concurrence au pétrole, du moins, c'est ce que je pense. La concurrence a changé non seulement entre le CANDU et d'autres réacteurs, ce qui est d'après moi l'aspect le moins important, mais aussi entre notre produit et le charbon et le gaz. Il est certain qu'aux coûts actuels, le gaz est un concurrent sérieux de l'uranium, comme le charbon d'ailleurs. Mais nous ne nous sommes pas croisés les bras à cet égard. Nous ne nous en sommes pas tenus aux unités que nous avons construites dans le passé, même si elles ont été un succès. Nous avons décidé de relever le défi que présente le charbon à 40\$ la tonne. Je ne donnerai pas les chiffres pour le gaz.

Nous avons donc décidé de relever ce défi, et j'ai cherché des façons de réduire considérablement le prix de notre produit. Le CANDU 300 représente la première étape du développement d'un CANDU amélioré qui doit faire concurrence aux centrales de 400 mégawatts alimentées au charbon et, à long terme, à des centrales encore plus grandes.

M. Lawson pourrait peut-être vous parler des progrès que nous avons accomplis à cet égard, ou même dire un mot au sujet de la concurrence au Nouveau-Brunswick.

M. Donald Lawson (président, Opérations CANDU, Énergie atomique du Canada Ltée): Madame la présidente, pour parler de l'avenir du CANDU 300, il faut tenir compte du marché, aussi bien intérieur qu'international. Si l'on regarde les besoins des compagnies d'électricité du pays, les deux grandes sociétés

[Texte]

utilities in Quebec and Ontario who can stand large tranches of power. All of the other provinces are looking at 300- or 400-megawatt increments of power. A lot of countries around the world were looking at that. We decided to concentrate our effort on that size of market.

We also looked at whether we could concentrate all of our experience from the past and improve the design because the design had evolved with changing regulatory requirements over the years, which simplified the design. We have also adopted the policy that one of the reasons for getting higher prices on projects was that when you are continually doing the design and thinking in parallel with the construction and manufacture. . . So we decided to get that work done before we start putting a spade in the ground.

All of the design work and the approaches to regulatory agencies is done what we call up-front. We then go through a very rapid construction phase so that we keep the interest during construction down to a low level; this is the thing that kills a very highly capital-intensive product, which we still have, of course. We are looking at a very capital-intensive product, whereas in comparison coal was very fuel-cost insensitive.

We have taken on the challenge of the \$40 a tonne U.S., and we have had independent people look at our estimates for the Lepreau 2 site and to carry out a comparison. They did conclude that on the first one, it just looked about competitive without any subsidy for Lepreau 2 as we were proposing it, compared with the coal at \$40 a tonne and what was predicted to happen to that coal price.

We believe that we are getting well on the way with that project. We have over 100 people working on the design and the design is progressing quite well. We are still able to maintain the price. It is quite a challenge to the designers to keep the price constant over the last few years of development. They like to look at the prospect of increasing it with escalation. However, with coal prices going down, we have been able to meet that challenge so far. The ideas that are in this can be applied to larger sizes in the future, but at present we are wanting to launch them on the smaller size. Thank you.

Mr. Donnelly: May I add one more comment on the financial aspect? Unfortunately the corporation's trading accounts, due to the fact that we are finishing off or have nearly finished off most of our projects, have not been as strong in the last year or last two years as they have been in the past. Therefore we are looking to and have discussions going with the government on helping us fund some of this pre-project engineering block, all with the idea that, if and when the first project comes along, we will be able to return any funds advanced. This is part of our debate with the government today.

Mr. Porter: In the case of the CANDU, I gather that the lack of orders for the CANDU and markets that we are looking is going to require financing for at least the

[Traduction]

du Québec et de l'Ontario peuvent absorber des quantités importantes d'énergie. Toutes les autres provinces ont besoin de suppléments de 300 à 400 mégawatts. Bien des pays dans le monde étaient dans la même situation. Nous avons donc décidé de concentrer nos efforts sur ce marché.

Nous avons aussi cherché à rassembler toute notre expérience passée pour améliorer la conception, car elle avait changé selon les exigences de la réglementation et s'était simplifiée au cours des années. Nous avons également jugé que l'augmentation du prix des projets découlait souvent du fait que les travaux de conception et de réflexion se faisaient en même temps que la construction et la fabrication. Nous avons donc décidé d'en finir avec cet aspect avant de donner le premier coup de pelle.

Tous les travaux de conception et les démarches auprès des organismes de réglementation sont donc effectués au préalable. Nous passons ensuite à une rapide phase de construction afin de maintenir les frais d'intérêt au minimum; c'est le genre de chose qui tue un produit exigeant des investissements aussi importants que le nôtre. Les investissements sont énormes par rapport au charbon.

Nous avons donc relevé le défi du charbon à 40\$ américains la tonne et avons demandé à des experts-conseils de se pencher sur nos estimations pour le site Lepreau 2 en vue d'établir une comparaison. Ils ont conclu que le projet semblait concurrentiel en l'absence de toute subvention pour Lepreau 2 comme nous le proposons, par comparaison au charbon à 40\$ la tonne et en tenant compte des prévisions à cet égard.

Nous estimons que ce projet progresse tout à fait bien. Plus de 100 membres de notre personnel travaillent à sa conception. Nous sommes toujours en mesure de maintenir le prix. Le maintien d'un prix constant pendant les dernières années de développement présente tout un défi aux concepteurs. On prévoit d'habitude une augmentation progressive. Cependant, étant donné la chute du prix du charbon, nous avons pu relever ce défi jusqu'à maintenant. Les idées qui ont émané de ce projet pourront être appliquées à des réacteurs de plus grande envergure dans l'avenir, mais pour l'instant, nous voulons nous en tenir aux réacteurs plus petits. Merci.

M. Donnelly: Puis-je ajouter autre chose au sujet de l'aspect financier? Malheureusement, les comptes commerciaux de la société n'ont pas été aussi positifs au cours des deux dernières années que dans le passé, étant donné que nous sommes en train de mettre la dernière main à la plupart de nos projets. Nous sommes donc en train de négocier avec le gouvernement pour qu'il nous aide à financer certaines des études d'ingénierie préalables, tout en prévoyant être capables de rembourser toute avance lors du premier projet. C'est un sujet de discussion avec le gouvernement aujourd'hui.

M. Porter: Étant donné l'absence de commandes et de marchés pour la filière CANDU, je suppose qu'on ne prévoit pas encore quand le financement de ces travaux

[Text]

foreseeable future into the development of that. Are you anticipating or do you see markets developing for sales of the product?

Mr. Lawson: Yes, we do see markets developing. We are currently in negotiation with New Brunswick Power. We have been talking to other people around the world who have an interest in this size of power plant. It is important that we have the first one built fairly close to us domestically so that we can use it as a flagship for that size. Once we get launched into that, we will be inviting people from other overseas countries to participate in the teamwork so that they can see the prospects. We have set ourselves a target of getting several orders of this size within the next five years. We think that this is a reasonable target.

• 0930

Mr. Porter: When do you expect to have the facility in New Brunswick? Is there a timeframe there?

Mr. Lawson: Basically we would be looking at two further years of design and planning work, followed by approximately four years of construction. That would be six years from now.

Mr. Donnelly: When do we expect to get the order was the question, not when do we expect to complete the plant.

Mr. Lawson: We would like to conclude the order within the next year.

Mr. Donnelly: I think I can add a little to that. We were pretty well advanced in our deliberations on Lepreau 2 last year. There was a change of government in the province and now they wish to have another look at their energy policies. We were a little surprised when they came back early in the spring and suggested that they would like to have another look at Lepreau 2, and discussions are again taking place.

We have a tremendous incentive to get this first 300 under way because it is a semi-prototype. We would like to get it under way as soon as possible because without a project in Canada export markets are really not feasible. We are basically trying to do the deal on the basis of holding the New Brunswick Power Corporation whole with respect to coal—that is our little saying. So far the economics of that, on a lifetime basis, look reasonably attractive, and we believe it can be financed. That would be an attractive proposition to the New Brunswick Power Corporation.

The Chairman: Does not a lot of that depend upon federal government assistance between the cost of a coal-fired versus a . . . ?

Mr. Donnelly: Well, assistance is a broad word.

The Chairman: Yes, it is.

Mr. Donnelly: We see it this way, and I may say these discussions are ongoing so this is not necessarily the last position. But basically we do not want to build a

[Translation]

préliminaires cessera. Prévoyez-vous vendre ce produit, ou y a-t-il des marchés qui se profilent à l'horizon?

M. Lawson: Oui, nous entrevoyons certains marchés. Nous sommes en train de négocier avec la New Brunswick Power. Nous avons parlé aux représentants d'autres pays qui s'intéressent à une centrale nucléaire de cette dimension. Il importe de construire la première chez nous, afin de pouvoir s'en servir comme modèle. Lorsque les choses auront été amorcées, nous inviterons des gens d'autres pays à participer au travail d'équipe afin qu'ils en constatent les possibilités. Nous nous sommes fixé pour objectif d'obtenir plusieurs commandes de réacteurs de cette dimension dans les cinq prochaines années. Nous pensons qu'il s'agit d'un objectif raisonnable.

M. Porter: Quand l'installation du Nouveau-Brunswick doit-elle entrer en service? Quel est l'échéancier?

M. Lawson: Nous prévoyons encore deux ans de travail de conception et de planification, suivis de quatre ans environ pour la construction. Ce serait donc dans six ans.

M. Donnelly: Vous demandiez quand nous nous attendions à recevoir la commande plutôt que quand nous aurons terminé la centrale.

M. Lawson: Nous aimerions que la commande soit conclue dans l'année qui vient.

M. Donnelly: Je pourrais ajouter quelque chose. Nous avions beaucoup progressé dans nos délibérations au sujet de Lepreau 2 l'an dernier. Un nouveau gouvernement a été élu au niveau provincial, et ce dernier souhaite maintenant revoir ses politiques énergétiques. Nous avons été quelque peu étonnés lorsqu'ils nous ont dit qu'ils voulaient réfléchir à nouveau au projet Lepreau 2 au printemps, et les entretiens se poursuivent.

Nous tenons beaucoup à ce que ce premier 300 entre en service, parce que c'est un prototype et parce qu'en l'absence d'un projet ici même, au Canada, les exportations sont impossibles. Nous tentons de conclure un accord qui ne change rien à la position de la New Brunswick Power Corporation à l'égard du charbon, comme nous avons l'habitude de le dire. Jusqu'à maintenant, le projet semble assez rentable pour toute sa durée utile, et nous croyons qu'il peut être financé. Ce serait une proposition attrayante pour la New Brunswick Power Corporation.

La présidente: Est-ce que cela ne dépend pas beaucoup de l'aide que peut offrir le gouvernement fédéral pour combler l'écart entre le coût du charbon et . . . ?

M. Donnelly: Eh bien, le terme «aide» est très général.

La présidente: En effet.

M. Donnelly: Voici comment nous voyons les choses, et j'ajouterais que les entretiens se poursuivent et qu'il ne s'agit pas nécessairement de notre position finale. Mais en

[Texte]

subsidized plant in New Brunswick. We are out there trying to prove to the world that nuclear can beat \$40 a tonne coal in 1988. We do not want to end up by getting trapped into... oh, that is only if you get \$0.5 billion of government subsidies and the operations are supported. That is not a challenge at all. So we have to avoid this idea of ongoing subsidy and certainly subsidy for the cost of power. Nor would that necessarily be acceptable to Hydro-Québec, which may be competing in New England for electricity export markets from New Brunswick. None of that really is an acceptable premise and it certainly has not been the premise that we have approached it on.

But it is a prototype plant and therefore there are certain risks associated with a prototype which I think are more easily borne by AECL, for example, than by a utility. This question of risk taking—I am not necessarily taking about subsidies here—is quite vital. For example, a completion guarantee might be essential to the provincial utility, which would fall away when the unit was completed. These are the areas where I think it is quite responsible for AECL/the federal government to take some the risk taking. I suppose to the total commercial operations, risk taking does not necessarily mean subsidizing. But the balance of risk taking may well fall to AECL/the federal government in the early part of this project, whereas the lifetime economics would fully support the case for competitiveness.

Mr. Porter: Just before I leave, could you comment on the amount of financing that will be required? Also, what timeframe are we looking at on this project?

Mr. Donnelly: We would like to, as Mr. Lawson says, complete the engineering as early as possible. That means not only doing engineering work but also dealing with the licensing authorities which have a role to play here. We want to get most of the licensing and engineering issues out of the way before we start to order equipment or construct the plant. We are looking at a three-and-a-half-year program. We started last year, and that was the half year. There are three more years—1988, 1989, 1990—where we can do all of the pre-project engineering. This would be useable on other sites as well as Lepreau, and that would basically be the generic engineering. We are looking to do that over the next three years at a cost of about \$100 million. That is the level of funding we are looking at.

• 0935

Mr. Belsher: Good morning, Mr. Donnelly, and to your colleagues. There are two points I would like to ask you about. When we talk in terms of what the public mind distrusts about nuclear energy, have you seen a rise or fall over the last three or four years as to what the effect is?

Mr. Donnelly: I am going to ask Mr. Veilleux to comment on that. He is in charge of our public affairs.

[Traduction]

substance, nous ne souhaitons pas construire une installation subventionnée au Nouveau-Brunswick. Nous tenterons plutôt de prouver au monde entier que l'énergie nucléaire peut faire concurrence au charbon, qui coûte 40\$ la tonne en 1988. Nous ne voulons pas être obligés de dire qu'on peut y arriver seulement en obtenant un demi-milliard de subventions gouvernementales. Ce n'est plus un défi. Il faut donc s'éloigner du concept de subvention et surtout de subvention au chapitre du coût de l'électricité. Cela ne serait pas nécessairement vu d'un bon oeil par Hydro-Québec, qui peut se trouver en concurrence avec les exportations d'électricité du Nouveau-Brunswick en Nouvelle-Angleterre. Cette prémisse n'est donc pas vraiment acceptable et n'a certainement pas été la nôtre.

Mais il s'agit quand même d'un prototype comportant un certain risque que l'EACL peut plus facilement assumer qu'une compagnie d'électricité. C'est un aspect crucial. Par exemple, la société d'électricité provinciale aura peut-être besoin d'une garantie de parachèvement qui tomberait au moment de l'entrée en service de la centrale. C'est un des domaines où l'EACL/le gouvernement fédéral pourrait certainement assumer certains risques, mais cela ne signifie pas nécessairement l'octroi de subventions. Mais il se peut fort bien que l'EACL/le gouvernement fédéral aient à assumer la plupart des risques dans un premier temps, et que le projet soit ensuite assez rentable pour être tout à fait concurrentiel.

M. Porter: Avant de partir, pourrais-je savoir quel sera le financement nécessaire? De plus, quel est l'échéancier de ce projet?

M. Donnelly: Comme l'a dit M. Lawson, nous aimerions terminer les travaux d'ingénierie dans les plus brefs délais. Cela suppose aussi l'obtention de tous les permis nécessaires. Nous voulons régler ces questions avant de commencer à commander du matériel ou à construire la centrale. Nous envisageons donc un programme de trois ans et demi. Nous avons commencé l'an dernier, ce qui représente la demi-année. Il reste trois ans—1988, 1989, 1990—pendant lesquels nous pourrions effectuer tous les travaux d'ingénierie préalables. Ils pourraient servir à d'autres emplacements que Lepreau, car il s'agirait d'ingénierie générique. C'est ce que nous prévoyons au cours des trois prochaines années, pour un coût d'environ 100 millions de dollars. C'est le financement qui sera nécessaire d'après nous.

M. Belsher: Bonjour, monsieur Donnelly, et bonjour aussi à vos collègues. Il y a deux choses dont j'aimerais discuter avec vous. Les appréhensions du public à propos de l'énergie nucléaire se sont-elles calmées ou ont-elles augmenté au cours des trois ou quatre dernières années? Quels en sont les effets aujourd'hui?

M. Donnelly: Je vais demander à M. Veilleux de répondre à cette question. C'est davantage de son ressort.

[Text]

But just by preface, before we went into this information program, we conducted through two very professional agencies a full survey of Canadian attitudes to nuclear power, ideally of course so we could structure our public information program to the required areas. I would like Ron to give you some idea as to what we found in the survey and the changes we are finding already from our public information campaign.

Mr. Ronald Veilleux (Corporate Secretary and Vice-President, Corporate Relations, Atomic Energy of Canada Limited): Mr. Belsher, the study I will refer to was completed in October 1987, so it is still fairly accurate. The study indicated that about 50% of Canadians seem to support some type of involvement with nuclear power in a peaceful application, and about 50% against. This breaks down to about 13% of Canadians who feel very strongly that nuclear power is the energy option for the future, and the balance of the 50% say they think it is right. On the opposite side, you have about 25% who are very, very strongly opposed to any form of nuclear power application, and 25% who are also slightly opposed.

This is in response to a question that asked, what do you think nuclear power is today, and is it good for you today. If you asked the question slightly differently—what about the future, and do you feel nuclear power will play an important role as an energy option in Canada and around the world in the future—the results change drastically. At that point we find that 67% of Canadians agree that nuclear energy will play a very significant role in the energy mix of Canada in the future, and this is very, very interesting to us.

You can go beyond that and ask Canadians why they feel it is not important today but it is important in the future, and we wanted to understand that. Just to use one example, we realized that in Ontario and some other provinces with a lot of hydroelectricity, or a lot of water, people are of the view that since you have thousands of lakes sitting up there in the north, why do you need more coal plants or nuclear plants? It is okay to have a lake, but you cannot produce electricity from that lake; you need something else.

There is an education program needed there, and we have started to pass information on through various speeches and pamphlets we distribute to indicate to Canadians that having a lake is not sufficient. You need more than that; you need Niagara Falls. This is the type of thing we have found out. We also discovered that 89% of Canadians wanted more information on nuclear energy. This was very, very significant, and it is the reason why—not the only reason, but the main reason—the program was launched.

[Translation]

Mais en guise d'introduction, je vous dirai qu'avant d'entreprendre ce programme d'information, nous avons demandé à deux organismes professionnels d'effectuer une enquête approfondie sur les attitudes des Canadiens à l'égard de l'énergie nucléaire. Ceci avait évidemment pour but de nous éviter de faire fausse route dans le cadre de notre programme. Je demanderai maintenant à Ron de vous dire un peu ce que notre enquête nous a permis d'apprendre jusque-là et de vous parler des changements que nous pouvons déjà constater dans les attitudes.

M. Ronald Veilleux (secrétaire général et vice-président, Relations de la société, Énergie atomique du Canada Limitée): Monsieur Belsher, l'étude en question date d'octobre 1987. Elle est donc encore assez actuelle. L'étude révèle qu'environ 50 p. 100 des Canadiens sont en faveur de l'utilisation de l'énergie nucléaire, à des fins pacifiques, et qu'environ 50 p. 100 sont contre. Parmi les 50 p. 100 des Canadiens qui sont en faveur de l'énergie nucléaire, 13 p. 100 sont fermement convaincus qu'elle est la solution de l'avenir en ce qui a trait à l'énergie, et le reste la considère comme une solution adéquate. Vingt-cinq pour cent des Canadiens qui ne sont pas en faveur de l'énergie nucléaire s'opposent carrément à toute utilisation de cette énergie, sous quelque forme que ce soit, et 25 p. 100 sont plus modérés dans leur opposition.

Ces résultats étaient en réponse à la question suivante: qu'est-ce que l'énergie nucléaire aujourd'hui, selon vous? Est-ce une bonne source d'énergie? En modifiant la question, et en demandant plutôt: que pensez-vous de l'énergie nucléaire pour l'avenir? Sera-t-elle une solution importante pour le Canada et pour le reste du monde? les résultats sont tout autres. Soixante-sept pour cent des Canadiens sont alors d'avis que l'énergie nucléaire représentera une solution très importante pour le Canada, ce qui est extrêmement intéressant pour nous.

On peut même aller plus loin, et demander aux Canadiens pourquoi ils pensent que l'énergie nucléaire n'est pas importante aujourd'hui, mais qu'elle le sera à l'avenir. Et nous voulions comprendre cela. Par exemple, nous avons constaté qu'en Ontario et dans d'autres provinces où l'on produit beaucoup d'hydro-électricité, où il y a beaucoup d'eau, les gens se demandent, puisqu'il y a des milliers de lacs dans le Nord, pourquoi vouloir construire davantage de centrales au charbon ou de centrales nucléaires. Un lac, c'est bien beau, mais on ne peut pas produire d'électricité à partir d'un lac; il faut autre chose.

Il y a de l'éducation à faire à ce sujet, et c'est pourquoi nous avons commencé à faire circuler de l'information pour faire comprendre aux Canadiens qu'un lac, ce n'est pas suffisant. Il faut davantage que cela; ça prend les chutes Niagara. C'est en grande partie ce que nous avons constaté. Nous nous sommes aussi rendu compte que 89 p. 100 des Canadiens veulent davantage d'informations au sujet de l'énergie nucléaire. Nous avons trouvé cela très révélateur, et c'est pourquoi nous avons lancé notre programme d'information—ce n'était pas la seule raison,

[Texte]

[Traduction]

mais c'était la principale raison pour laquelle nous l'avons fait.

• 0940

Mr. Belsher: Has any correlation or any work been done...? I think I am right—you can correct me if I am not—that when we talk about the medical products division and people using them and whether they are afraid to go to be treated for cancer or whatever ailment that comes at them, no questions are ever asked. They are more than willing to go there, but I suspect far greater than 50% would be in favour of using the product by way of treatment. Is there any way of linking those; of getting, on the one hand, a high acceptance rate, versus the very mediocre acceptance rate of the energy? Is any correlation done in trying to get the message out that they are very similar?

Mr. Veilleux: Yes, there is a correlation there, and there is a way to get the message out.

I should indicate that we have had many contacts with various cancer-treatment units in various hospitals using nuclear, and the response we have had from these doctors and people working in these clinics is that Canadians in general are afraid of being treated by nuclear technology, nuclear therapy. They do not like it. That was interesting. The doctors told us very clearly they have a selling job to do. Even if people are going to die because they are terminal cases, even if these people are going to die in months or a few years, there is hesitation to undergo the treatment.

Therefore we have linked with them when we talk to them regularly to try to understand a bit better the reluctance, the reticence of these patients. As you will have seen in our advertisement campaign, we have used the nuclear cancer treatment facilities in clinics around Canada to show that this is a very good application of nuclear power, that it has treated millions of Canadians, it has added life to Canadians, 13 million person-years of life and more. All these facts are now coming out, and people are starting to realize that application of nuclear energy is not only electricity and it is not only weapons. We are not in the weapons business. There are many, many beautiful and peaceful applications, and these are just starting to come out.

So we have made that link. We do not know what the results are. We will know, I guess, after one year of campaign or of information. Maybe after one year it will be too early to tell. But I can share with the committee that a poll done by Gallup—it is not our poll, but a Gallup poll that came out about three weeks ago—clearly indicates the trend now is on the upswing. The 13% I talked about of fully dedicated people supporting nuclear energy is now up to 16%. It is too early to tell if this campaign had anything to do with it. I do not think it had, because it has been on the air for only four months.

M. Belsher: A-t-on fait une corrélation quelconque...? Au sujet des produits médicaux—vous me corrigerez si je fais erreur—et de leur utilisation, de la crainte que provoque le traitement du cancer à l'aide de l'énergie nucléaire, par exemple, les gens ne posent pas tellement de questions, n'est-ce pas? Ils n'ont pas tellement d'objection. Il y en a sûrement beaucoup plus que 50 p. 100 qui sont en faveur de l'utilisation de ces produits pour fin de traitement. N'y aurait-il pas avantage à mieux faire connaître ces autres applications? N'y aurait-il pas moyen de faire passer ce message à ceux qui sont le plus défavorables à l'énergie nucléaire?

M. Veilleux: Oui, il y a en effet une corrélation, et il existe un moyen de faire passer ce message.

Nous avons eu de nombreux contacts avec des gens qui travaillent dans des hôpitaux où l'on utilise l'énergie nucléaire, et ces gens nous ont dit que les Canadiens ont généralement peur des nouvelles techniques de thérapie à l'aide de l'énergie nucléaire. Ils n'aiment pas tellement cela. C'était plutôt intéressant. Les médecins nous ont dit très clairement qu'ils doivent convaincre les gens. Même lorsqu'ils savent qu'ils sont condamnés à mourir dans quelques mois ou quelques années, ils hésitent encore à accepter ce genre de traitement.

Nous avons donc discuté régulièrement avec ces médecins afin de comprendre un peu mieux la réticence de ces malades. Comme vous avez été à même de le constater, dans notre campagne publicitaire, nous avons utilisé l'exemple d'installations de traitement du cancer à l'aide de l'énergie nucléaire de cliniques canadiennes afin de démontrer que c'est là une très bonne application de l'énergie nucléaire, qui a permis de traiter des millions de Canadiens, qui a permis de prolonger la vie de bien des Canadiens, d'environ 13 millions d'années-personnes, et davantage encore. Toutes ces réalités deviennent de plus en plus connues, et les gens commencent à comprendre que l'énergie nucléaire ne sert pas uniquement à produire de l'électricité et des armes. Nous ne fabriquons pas d'armes. Il y a d'innombrables applications merveilleuses et pacifiques de l'énergie nucléaire, et nous n'en sommes encore qu'aux balbutiements.

Nous avons donc établi ce lien entre l'énergie nucléaire et ses applications. Nous ne savons pas encore quels en seront les résultats. Nous le saurons mieux, je suppose, après une année d'information, quoique après seulement une année, ce sera peut-être encore trop tôt pour tirer des conclusions. Je peux toutefois dire aux membres du Comité qu'un sondage Gallup—ce n'est pas nous qui l'avons fait, mais la firme Gallup, et les résultats sont sortis il y a environ trois semaines—indique clairement que nous gagnons du terrain. Le pourcentage de 13 p. 100 de personnes qui sont en faveur de l'énergie nucléaire est

[Text]

It is too early. But eventually I believe we will be filling a void. There was a void there.

We asked Canadians what they used to do to get their information. They got their information from headlines, from *The Journal*, from public-opinion events on TV. On those occasions the only thing they really got is headline stories, which are mainly negative. So we realized we had to fill a void there and balance the negative aspects and to try to get Canadians to understand the positive aspects. This program did that. The fact that we have linked with the nuclear cancer therapy units in various hospitals helps that. The fact that we are now telling Canadians nuclear applications have applications in other fields is also helping that.

So overall I think the program can be fairly successful. I do not think we will ever get all Canadians to agree that nuclear power is a good option. That is not the intent. The intent here is to get Canadians to realize it is a very valid option for the present and for the future, and that it is a safe option. It is environmentally sound, and therefore we should do the best we can to keep it for the benefit of future Canadians. That is the aim of this program: to share information with Canadians.

• 0945

Mr. Belsher: I think they should have had my dad, Madam Chairman. He was treated in his mid-60s, and then he went on to live until his 89th year. He certainly was not afraid of being treated that way when he had cancer.

Swinging over to privatization, where are we on that? I thought we were going to end up with part of you being privatized in 1987-88. Could you fill me in on that, please?

Mr. Donnelly: The corporation realized that there were significant benefits open to our Radiochemical Company particularly, and to our medical parts division too, by being in the private sector. These advantages were ease of capital decisions and ease in joining venture with foreign companies. This is the modern business approach to internationalism.

We should remind ourselves that something like 85% of the products of our Kanata establishments, both Radiochemical Company and medical products division, are exported. So this is a big export operation as far as Canada is concerned. In fact, we received an award last year for our export performance from the Canadian government.

[Translation]

maintenant rendu à 16 p. 100. Il est encore trop tôt pour dire si c'est grâce à notre campagne de publicité. J'en doute, parce qu'elle n'a débuté qu'il y a quatre mois. Il est encore trop tôt pour qu'elle ait pu avoir un tel résultat. Je pense que nous arriverons éventuellement à combler une lacune qui existait dans l'information, car il y en avait bel et bien une.

Nous avons demandé aux Canadiens d'où ils tenaient leur information. Pour la plupart, c'était des journaux, de l'émission *The Journal*, et d'émissions d'intérêt public à la télévision. Ce n'était donc, en réalité, que des manchettes des journaux, qui sont surtout négatives. Nous avons donc compris qu'il y avait là une lacune qu'il fallait tenter de combler pour que les Canadiens comprennent mieux les aspects positifs de l'énergie nucléaire. C'est ainsi que nous avons conçu ce programme. D'avoir lié l'énergie nucléaire aux cliniques de thérapie de divers hôpitaux a beaucoup aidé. En outre, dire aussi aux Canadiens que l'énergie nucléaire a des applications dans d'autres domaines aide aussi grandement.

Je pense donc que le programme peut assez bien réussir dans l'ensemble. Nous n'arriverons jamais à convaincre tous les Canadiens que l'énergie nucléaire est une bonne solution. Ce n'est d'ailleurs pas notre intention. Nous cherchons plutôt à faire en sorte que les Canadiens comprennent que l'énergie nucléaire est une solution très valable, tant aujourd'hui que pour l'avenir, et qu'elle est sûre. Elle est sûre en ce qui a trait à l'environnement, et c'est donc une solution qu'il faudrait veiller à conserver dans l'intérêt des Canadiens. C'est là l'objectif de ce programme: donner de l'information aux Canadiens.

M. Belsher: Il aurait fallu qu'ils puissent parler à mon père, madame la présidente. Il a subi les traitements vers l'âge de 65 ans, et il a vécu jusqu'à 89 ans. Il n'était sûrement pas de ceux qui craignent ce genre de traitement à l'aide de l'énergie nucléaire.

Où en sommes-nous en ce qui a trait à la privatisation? Je pensais qu'elle était en partie prévue pour 1987-1988. Où en sommes-nous?

M. Donnelly: Nous avons compris qu'il y avait d'importants avantages à ce que notre Société radiochimique et notre Division des produits médicaux passent au secteur privé. Il y a entre autres les décisions d'investissement et la facilité d'établir des entreprises communes avec des sociétés étrangères. C'est l'approche moderne à l'internationalisme.

Il ne faut pas oublier qu'environ 85 p. 100 des produits que fabriquent la Société radiochimique et la Division des produits médicaux à Kanata sont exportés. C'est donc une activité d'exportation importante pour le Canada. Au fait, le gouvernement canadien a justement reconnu notre performance sur le plan de l'exportation l'année dernière.

[Texte]

We believed that there were advantages to be obtained by privatizing these companies, by allowing them to operate fundamentally in the public sector. We believe that would also bring credit to AECL in the sense that they were good Canadian companies and had been spun off from a technology that had been paid for by Canadians over a large number of years.

The process has taken a lot longer; and in taking a lot longer, it has had a tendency to lose some of the merits that existed when these ideas came forward. The ideas that we had on privatization were encouraged by the fact that this was quite a valuable property, and that the results would help AECL in the three or four years that were coming up from 1985. We saw them as being difficult financial years, and we saw our ability to return some of the gain from that sale into the support of the programs that we are talking about today.

This process is not fundamentally in our control, nor are we to benefit from the proceeds. I cannot report to this committee exactly what the government's final determination is, but I know that all the work has been done in preparing both of these companies for the privatization process.

Mr. Belsher: When you say both of the companies, is that the radiochemical and the medical products?

Mr. Donnelly: Yes.

Mr. Belsher: Could you give us some of the pros and cons?

Mr. Donnelly: I tried to give you some of the pros.

Mr. Belsher: What is being said on the street with regard to the pros and cons?

Mr. Donnelly: The determination of Canadian industry is that the RCC is a very valuable property and would find ready adoption into the portfolios of some of Canada's prime companies. It would also find itself attractive to some international companies. The debate as to whether any foreign holding would be encouraged is one that is still to be decided. It would, in my view, benefit from the private-sector approach and private-sector management.

• 0950

The pros of course are the advantages in the private sector. The cons of course are that, while it has been a damned good earner for AECL over the years, we have put a lot of capital into it; we have a state-of-the-art factory, which you will be visiting very shortly, which has come from AECL's capital stock, very often money that is not earned in this area. We have built a very large cobalt inventory and producing facilities in Ontario Hydro reactors, which again represents a very substantial capital investment. Therefore the earnings that these companies were making—and they were substantial—were helping

[Traduction]

Nous avons pensé qu'il y avait des avantages à retirer de la privatisation de ces sociétés, en leur permettant d'évoluer dans le secteur public. Nous pensons que cette mesure devrait aussi être favorable pour l'AECL, puisque ce sont de bonnes sociétés canadiennes, qui doivent leur existence à une technologie dont les Canadiens ont fait les frais de développement pendant de nombreuses années.

Le processus a mis longtemps à aboutir et, ce faisant, nous avons perdu quelques illusions. Nous avons pensé que, puisqu'il s'agissait de propriétés de valeur, leur privatisation aiderait l'AECL pendant les trois ou quatre années après 1985. C'était des années que nous entrevoyions difficiles, et nous avons pensé que le fruit de cette vente pourrait revenir en partie dans nos programmes dont je vous ai parlé aujourd'hui.

Ce processus échappe, en quelque sorte, à notre contrôle, et nous ne retirerons aucun avantage de la vente. Je ne peux pas vous dire quelle est précisément la décision finale du gouvernement, mais je sais que tous les préparatifs sont terminés en fonction de la privatisation de ces deux sociétés.

M. Belsher: Quand vous dites deux sociétés, vous parlez de la Société radiochimique et de la Division des produits médicaux, n'est-ce pas?

M. Donnelly: Oui.

M. Belsher: Pourriez-vous nous parler un peu des avantages et des désavantages de cette privatisation?

M. Donnelly: Je vous ai donné quelques-uns des avantages que nous y voyons.

M. Belsher: Comment voit-on la chose dans la population?

M. Donnelly: Dans l'industrie canadienne, on pense que la Société radiochimique est une société de très grande valeur, et que plusieurs sociétés canadiennes importantes lui feront une place dans leur portefeuille. Elle présentera aussi de l'intérêt pour certaines sociétés internationales. On ne sait toujours pas si l'on favorisera la propriété étrangère. Selon moi, l'approche et l'administration du secteur privé profiteront grandement à la société.

Les avantages se situent évidemment du côté du secteur privé. C'est l'AECL qui y perd le plus, car ces sociétés lui ont beaucoup rapporté par le passé, nous y avons beaucoup investi; nous avons une installation des plus modernes, que vous devez visiter d'ici peu, et c'est avec de l'argent de l'AECL qu'elle a été construite, d'ailleurs très souvent de l'argent qui provenait d'un autre secteur. Nous avons établi une réserve très importante de cobalt et des installations de production dans des réacteurs de Hydro-Ontario qui représentent un investissement très important. Les revenus de ces sociétés—qui étaient

[Text]

AECL quite considerably. So that is the negative side of that in that regard.

The Chairman: As a supplementary to what Mr. Belsher asked you, on the top of page 3 of your corporate plan you say that privatization of the Radiochemical Company will

deprive the Corporation of the cashflow of the Radiochemical Company without compensation through proceeds of sale.

I guess this is the rationale behind what you are saying, Mr. Donnelly, that it has certainly assisted you as far as revenue is concerned but that will not be forthcoming in the future. So what is to take up the cashflow difference?

Mr. Donnelly: While that is not the only reason by any manner or means, it is one of the reasons why we have had to return to government to get enhanced support for research and development, and, in fact, the funding for this CANDU 300 pre-project engineering.

The Chairman: Your corporate plans and budgets are not really tabled soon enough to give this committee adequate time to review them prior to hearing you or having you before the committee as witnesses. Is there any reason why you cannot produce the corporate plan ahead of time?

The estimates of course are tabled and we have so many days to review them, and we just wondered if you could possibly table your plans sooner.

Mr. Donnelly: I am not sure, Madam Chairman. They are done soon enough; let me assure you of that. The corporate plan is developed in the process that starts in October—last year, for example, for this year. It is processed to government by the end of January. It is reviewed through Finance and Treasury Board and approved by April 1 formally. Then an Order in Council is issued endorsing the plan, or whatever, incorporating any comments that are made.

I think only at that time does the minister table the summary that is in front of you. It is not a process we—

The Chairman: You have control of.

Mr. Donnelly: —are holding up—let me put it that way—and I regret very much that the information contained here is not available to you in time for your deliberations.

It certainly is generated early. In fact, we think it is generated too early for our financial year, and we are always faced with changes in our final planning for our financial year 1988-89 in comparing that with the plans that are issued half-way through the preceding year, because events do change between these two events.

[Translation]

importants—étaient donc très utiles à l'EACL. C'est donc là l'aspect négatif.

La présidente: Question complémentaire à la question que vous a posée M. Belsher, au milieu de la troisième page de votre plan d'entreprise, vous dites que la privatisation de la Société radiochimique

privera la société de l'encaisse de la Société radiochimique sans qu'il y ait compensation au moyen du produit de la vente.

Je suppose que cela confirme ce que vous dites, monsieur Donnelly, à savoir que les revenus de la Société radiochimique ont bien servi l'EACL, mais que cette dernière n'en profitera désormais plus. Comment entendez-vous vous rattraper?

M. Donnelly: Bien que ce ne soit pas la seule, c'est l'une des raisons pour lesquelles nous avons demandé davantage d'argent au gouvernement en fonction de nos activités de recherche et de développement, et, en fait, du financement de l'avant-projet du CANDU 300.

La présidente: Nous ne recevons pas vos plans d'entreprise et vos budgets suffisamment à l'avance pour nous permettre de les examiner avant de vous recevoir au Comité. Pourquoi est-ce ainsi?

Les prévisions budgétaires sont déposées, et nous ne disposons que d'un certain nombre de jours pour les examiner. Ne pourriez-vous pas déposer vos plans plus tôt?

M. Donnelly: Je ne sais pas, madame la présidente. Je peux vous assurer qu'ils sont terminés bien à l'avance. Le plan d'entreprise est élaboré au cours du processus qui débute en octobre—en octobre dernier, par exemple, pour cette année. On le remet ensuite au gouvernement avant la fin de janvier. Il passe ensuite par les Finances et le Conseil du Trésor, et il est approuvé officiellement avant le 1^{er} avril. Le plan est alors entériné par un décret du conseil, y compris toutes les observations qui y sont formulées.

Ce n'est qu'à ce moment-là que le ministre dépose le résumé que vous avez en main. Ce n'est pas un processus que nous. . .

La présidente: Que vous contrôlez.

M. Donnelly: . . . que nous retardons—vous pouvez m'en croire—et je regrette énormément que vous ne puissiez pas prendre connaissance des renseignements qu'il renferme à temps pour vos délibérations.

Nos documents sont produits tôt dans l'année. En fait, je dirais même trop tôt, compte tenu de notre exercice financier, puisque nous devons toujours apporter des modifications dans notre planification finale par rapport aux plans qui ont été établis au milieu de l'année précédente.

[Texte]

The Chairman: I think it would suffice to say that perhaps the delay is not in your hands but in somebody else's, really.

Mr. Donnelly: In these circumstances, I do not think it is entirely our responsibility.

The Chairman: On page 5 of the corporate plan you have your financial summary. Why does the financial summary not include a detailed balance-sheet statement of assets and liabilities, especially when part of your company, the Radiochemical Company, is expected to be privatized? I guess what I am asking is that we would like to know exactly what your assets and liabilities and income flows are.

Mr. Donnelly: You can find two or three major impacts just by very simple examination of the information that is here. Most of the balance-sheet information is contained in the financial position statement in the middle of the page, although it is not set out as a corporate balance sheet. I am not sure what the reason for that is.

Again, I cannot record whether we are filling in a pro forma or whether we are responding to financial information. So I hesitate to comment on that.

• 0955

If you look at revenues projected for 1988-89, sales and services should bring in \$219 million of revenue, and \$85 million in 1990. That is a dramatic reduction because of the sale of the RCC between the two years. I would not attribute every dollar in that difference to the RCC, but it is the substantial contributor to the change. Halfway down the page, total assets decline from \$987 to \$797, showing the effect of selling the RCC.

Mr. Gagnon: I would like to discuss waste disposal. Your page 4 says waste represents a public relations problem, not a technical problem. Would you elaborate on that.

Mr. Donnelly: I may ask Dr. Eva Rosinger to add to my comments.

We have been conducting research for fully 10 years, the most comprehensive, high-level waste management research program in the world. Japan, the European Economic Community and the U.S. have all bought into the program. It is very comprehensive.

We believe we have a technical solution to the problems of disposal, namely waste management in deep rock structures. The signs we have uncovered point a very clear way to our ability to engineer a repository in any of probably a thousand sites in Canada. In other words, we do not have find the perfect spot in the perfect place.

[Traduction]

La présidente: On ne peut donc vous en attribuer la faute, je suppose.

M. Donnelly: Non, compte tenu des circonstances, vous avez raison.

La présidente: A la dernière page de votre document, il y a le sommaire financier du plan d'entreprise. Pourquoi n'avez-vous pas présenté de bilan détaillé, surtout quand on sait que la Société radiochimique doit être privatisée? Nous voudrions bien savoir précisément où en sont l'actif et le passif de la société, ainsi que l'évolution des revenus.

M. Donnelly: Les renseignements qui figurent sur ce tableau sont assez révélateurs en soi. Malgré qu'il n'ait pas la même forme qu'un bilan de société, ce sommaire financier reflète la plupart des renseignements qui apparaissent à nos états financiers. Je ne sais pas trop pourquoi on a procédé ainsi.

Devions-nous présenter un bilan pro forma ou donner des renseignements à caractère financier? C'est pourquoi j'hésite un peu.

En 1988-1989, les revenus commerciaux, à la rubrique ventes et services, seront de l'ordre de 219 millions de dollars, et en 1990, de 85 millions de dollars. C'est une diminution radicale, qui s'explique par la vente de la Société radiochimique qui sera survenue entretemps. La diminution ne tient pas qu'à cela, mais la privatisation de la société y contribue énormément. Au milieu de la page, on peut constater que le total de l'actif passe de 987 millions de dollars à 797 millions de dollars, ce qui reflète la vente de la Société radiochimique.

M. Gagnon: Je voudrais aborder un peu la question de l'élimination des déchets radioactifs. Vous dites que l'élimination de ces déchets représente davantage un problème de relations publiques qu'un problème technique. Que voulez-vous dire au juste?

M. Donnelly: Je demanderai à M^{me} Eva Rosinger d'ajouter aux observations que je vais formuler.

Nous avons entrepris des recherches dans le domaine depuis maintenant 10 ans. Il s'agit du programme de recherche sur la gestion des déchets le plus avancé au monde. Le Japon, la Communauté économique européenne et les États-Unis y ont contribué. Notre programme est très complet.

Nous pensons avoir trouvé une solution technique aux problèmes de l'élimination, plus précisément à la gestion des déchets radioactifs dans les structures rocheuses profondes. Tout indique qu'il y aurait peut-être 1,000 endroits au Canada où nous pourrions créer un dépôt de déchets radioactifs. Autrement dit, nous n'avons pas encore trouvé l'endroit tout désigné.

[Text]

From the information we have generated from our research programs, we could engineer one of a thousand sites in Canada. We only need one site for the whole Canadian program to 2050. We have ample evidence that we can engineer that site, when we need it, into a very satisfactory long-term high level waste management repository.

We are under no great pressure because spent fuel which in the ponds of our power plants today is totally safe. It would probably be quite safe there, and quite economically stored, for long periods of time, at least 50 years. To make a long argument short, the move to build a waste repository immediately is not a good one. However, the ability to demonstrate the science is important to the population at large. We are therefore about to embark on the presentation of the findings I have just outlined.

Dr. Eva Rosinger (Director, Concept Review, Atomic Energy of Canada Limited): As Mr. Donnelly said, AECL has been developing since 1978 the concept of geological disposal of nuclear fuel waste.

Through research we have gained considerable knowledge and understanding of all the physical and chemical processes in a deep underground repository. We have also reached considerable engineering development, to know how to emplace the wastes, how to build the underground repository, and how to use existing mining equipment to provide an appropriate environment. We now have considerable confidence in what we have developed and our scientists and engineers are publishing a considerable amount of material in that respect.

• 1000

Now, we are now really prepared to have this concept of deep geological disposal examined in a wider public forum. I understand the process is very close to being initiated by the referral probably to the Federal Environmental Assessment and Review Office and the concept would be reviewed under the Environmental Assessment and Review Process. So in fact we are poised and ready for this broad public review and we hope we will be able to show the confidence we have in the concept and earn the public trust for the research and development and technology we are presenting.

Mr. Gagnon: Have you set out the parameters for the repository of the high-level waste? When I say the parameters, I am asking what sort of background radiation parameters will be acceptable.

Dr. Rosinger: That particular aspect is not an AECL responsibility. It is the Atomic Energy Control Board that regulates the nuclear industry in Canada. They set up the criteria that we have to obey in assessing and developing the concept. Yes, they have been set out in several documents that the Atomic Energy Control Board issued. There is, of course, lots of background information, but the two major criteria coming out of AECB are the frame

[Translation]

Nous n'aurions besoin que d'un seul dépôt pour satisfaire aux besoins de tout le programme canadien d'ici à l'an 2050. Toutes nos recherches démontrent que nous pourrions créer ce dépôt, quand nous en aurons besoin, et qu'il offrira une solution satisfaisante à long terme.

La création de ce dépôt n'est pas pressante, puisque les résidus de nos centrales électriques ne présentent aujourd'hui aucun danger. L'utilisation d'un tel dépôt serait probablement très sûre et économique à long terme, pour au moins 50 ans. Il ne serait pas sage de créer immédiatement un tel dépôt. Il est toutefois important d'en démontrer la possibilité à la population. Nous sommes donc sur le point d'entreprendre de présenter les résultats de nos recherches à cet égard.

Mme Eva Rosinger (directrice, Revue des concepts, Énergie atomique du Canada Limitée): Comme le disait M. Donnelly, l'AECL travaille depuis 1978 au concept d'un dépôt géologique appliqué à l'élimination des déchets de la combustion nucléaire.

Nos recherches nous ont permis d'en apprendre énormément au sujet de tous les processus physiques et chimiques ayant trait à un dépôt en profondeur. Nous savons aussi très bien comment il faudrait procéder, sur le plan technique, pour disposer les déchets, construire le dépôt souterrain et utiliser l'équipement de forage existant pour créer un milieu approprié. Nous sommes très confiants à l'égard de ce que nous avons élaboré jusqu'à maintenant, et nos scientifiques et nos ingénieurs publient de plus en plus de documents en la matière.

Nous sommes maintenant prêts à exposer ce concept au grand public. Je pense que le processus devrait probablement faire l'objet d'un examen d'ici peu, dans le cadre du Processus d'évaluation et d'examen en matière environnementale. Nous sommes donc prêts pour cet examen public, et nous espérons pouvoir justifier la confiance que nous éprouvons à l'égard de ce concept et gagner celle de la population, à la suite des travaux de recherche et de développement que nous avons effectués.

M. Gagnon: Avez-vous établi les paramètres en fonction de ce dépôt? Par paramètres, j'entends quel degré de radiation sera acceptable?

Mme Rosinger: Cette question ne relève pas de l'AECL, mais de la Commission de contrôle de l'énergie atomique. C'est elle qui établit les critères auxquels nous devons nous conformer dans l'évaluation et l'élaboration du concept. Oui, la Commission de contrôle de l'énergie atomique a établi ces critères dans plusieurs documents qu'elle a publiés. Il y a évidemment beaucoup d'information à ce sujet, mais les deux principaux critères

[Texte]

of concern of 10,000 years and individual risk of no more than 10^{-6} area, which is very, very conservative.

Mr. Donnelly: I think it is true to say we are confident that our programs will meet even these conservative requirements.

Dr. Rosinger: Yes.

Mr. Gagnon: So what is the way of getting it from your concept and your engineering into execution? You say there is no great pressure, but as I see it, the public is demanding that this situation be addressed. You and I can talk about how safe it is in the pools, but the fact is that the public envisage this as a problem.

Mr. Donnelly: I shall accept that. I think this is one of the two issues associated with public acceptance of nuclear power, the other one being safety. But there is no doubt that this represents one of the main issues the public are concerned about, and that is quite correct.

Our immediate plans are to go to the public through a series of hearing activities, which is a combined approach between the federal government and the Ontario government because they have most of the spent fuel through the Ontario program, and a series of hearings on both the environmental and the Atomic Energy Control Board regulatory processes to demonstrate proof of concept. This will probably be anywhere between a two-year to a four-year program, and the whole effort will be on demonstrating proof of concept.

I must tell you there are fairly strong mixed views within the nuclear community as to what should be done at the end of that time. But I think we will learn a lot from the process as to whether or not there is great public pressure to get on with the next phase; i.e., it is all right to prove this in theory or in scientific terms, but the only proof will be the establishment of a repository and the monitoring of the results of the work. That will be the only real proof the public will accept. If that is the pressure from this process over the next two years, then I would suggest that is what we will do.

• 1005

There are other pressures, such as whether the fuel is safe where it is. We should never ignore that our technology is improving every day. I happen to believe the technology of our sons and daughters will be far more advanced than the technology we have. Therefore our technology is improving every day and to lock ourselves into technological solutions out of technological timetables can in fact not be to our long-term advantage. Nevertheless I think we will learn a lot. I think we should wait for this process to go through and take a very serious cue from that process about what the public really wants us to do next—either building a repository or even maybe doing more research to support the proof of concept. We should take our cue from that process.

[Traduction]

de la CCEA sont ceux des 10,000 années sans risque, et du risque qui ne doit pas dépasser 10^{-6} , ce qui est extrêmement conservateur.

M. Donnelly: Nous sommes confiants de pouvoir satisfaire à ces exigences, tout aussi conservatrices qu'elles soient.

Mme Rosinger: Oui.

M. Gagnon: Quelles sont donc les étapes à franchir, du concept à l'exécution? Vous dites que rien ne presse, mais ce n'est pas l'avis de la population. Vous et moi pouvons discuter de la sûreté des dépôts, mais pour la population, c'est un problème.

M. Donnelly: Oui, je comprends cela. C'est l'une des principales questions à régler pour que la population accepte l'énergie nucléaire, l'autre étant la sûreté. Il ne fait aucun doute que c'est l'une des principales questions qui intéressent la population.

Dans l'immédiat, nous avons l'intention d'entreprendre une série d'audiences publiques, une initiative conjointe entre le gouvernement fédéral et le gouvernement ontarien, parce que c'est en Ontario que l'on utilise le plus l'énergie nucléaire, ainsi qu'une série d'audiences sur les processus de réglementation environnementaux et les processus de la Commission de contrôle de l'énergie atomique, afin de démontrer la sûreté du concept. Ce sera probablement un programme qui s'étendra sur deux à quatre ans.

Je peux vous dire que les avis sont très partagés dans le secteur de l'énergie nucléaire sur ce qu'il faudrait faire après ces séries d'audiences. Mais je pense que ce processus nous permettra d'en apprendre énormément en ce qui a trait à l'étape suivante; c'est très bien de pouvoir démontrer que cela peut marcher en théorie ou sur le plan scientifique, mais la population ne le croira que lorsqu'on aura créé un tel dépôt et que les résultats seront concluants. C'est la seule preuve qu'elle acceptera. Si c'est ce qui ressort de ce processus après deux ans, nous le ferons.

Il y a aussi d'autres questions qui se posent. Par exemple, le combustible présente-t-il des risques là où il est? Il ne faut pas oublier que notre technologie s'améliore de jour en jour. La technique dont nos enfants bénéficieront sera beaucoup plus avancée que la nôtre. Notre technologie évolue donc de jour en jour, et il ne serait peut-être pas avantageux, à long terme, de s'enfermer dans des solutions technologiques immuables. Quoi qu'il en soit, je pense que nous apprendrons beaucoup. Nous devrions attendre les résultats de ce processus et bien les interpréter pour savoir ce que la population veut que nous fassions—c'est-à-dire créer un dépôt, ou peut-être même pousser encore davantage la recherche pour déterminer la sûreté du concept. Il faudrait s'orienter sur les résultats de ce processus.

[Text]

Dr. Rosinger: With regard to the whole process and understanding of public issues, I can add that in fact the nuclear fuel waste management program was launched in 1978 in response to public concern that safe methods for disposal of used fuel had not been demonstrated. There was the report by A.M. Aikin, J. M. Harrison, F. K. Hare under Energy, Mines and Resources. That group recommended that the Canadian government in conjunction with the Ontario government launch this radioactive waste management program.

Now, almost a decade later we believe we have reached the stage that we understand; we have gained considerable knowledge. We have a considerable confidence in the concept which could be implemented if so required in the future.

Now the review process which we will go through should be initiated by the responsible minister, in our case the Minister of Energy, Mines and Resources by referring the process to the Minister of Environment for review. The Minister of Environment then is expected to set up the environmental review panel which will conduct the hearings to decide on the scope of the review and on the scope of the documentation, in our case the scope of documentation which AECL will have to submit.

After that we will need some amount of time, I would say one and a half years, to complete this documentation; that is, we will not start preparing it because we do have a decade of research behind us, but we will adjust it to the required scope. After the documentation is submitted the panel, the Atomic Energy Control Board and all the concerned departments of the Government of Canada and the Ontario government will have an opportunity to review the documentation and comment on it. Assuming that the documentation satisfies the regulatory requirement, that is the requirements of the Atomic Energy Control Board and satisfies the scope as outlined by the review panel, then the panel will conduct public hearings. The board members of the Atomic Energy Control Board will go through a parallel review of the content. At the end both bodies will be providing recommendations to the government on the acceptability of the concept.

In fact we are ready. We hope this review will start soon because we think it is very important to us to present this review, this concept to the Canadian public.

We are not totally sitting in the dark either. Over the years we have been conducting the public consultation program. We consulted with about 45 special interest groups and public groups to tell us what issues, what concerns they had about the radioactive waste management, about the used fuel and also giving those groups an opportunity to express their feelings and to tell us how we can address the issues so it satisfies their concerns.

[Translation]

Mme Rosinger: Je pourrais peut-être ajouter que c'est précisément à la suite d'inquiétudes qu'avait manifestées la population au sujet de la sûreté des méthodes d'élimination du combustible épuisé que l'on a lancé le programme de gestion des déchets nucléaires en 1978. Il y a le rapport du groupe composé de MM. A.M. Aikin, J. M. Harrison, F. K. Hare, sous l'égide d'Énergie, Mines et Ressources. Ce groupe recommandait que le gouvernement canadien lance ce programme de gestion des déchets radioactifs, de concert avec le gouvernement de l'Ontario.

Dix ans plus tard, nous pensons avoir compris; nous en savons énormément plus qu'auparavant. Nous sommes beaucoup plus confiants à l'égard du concept que nous pourrions mettre en oeuvre s'il le fallait.

Le processus d'examen que nous entreprendrons devrait être lancé par le ministre responsable, celui du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et passer ensuite aux mains du ministre de l'Environnement pour fins d'examen. Ce dernier devra alors créer le comité de révision des évaluations environnementales qui sera chargé des audiences visant à décider de l'étendue de l'examen et de la documentation nécessaire, en l'occurrence, de la documentation que devra présenter l'EAEL.

Après cela, nous aurons besoin d'environ une année et demie pour compléter cette documentation, pas pour la préparer, puisque nous avons déjà dix ans de recherche derrière nous, mais pour l'adapter aux besoins. Après que nous aurons présenté la documentation, le comité de révision, la Commission de contrôle de l'énergie atomique et tous les ministères intéressés du gouvernement du Canada et du gouvernement de l'Ontario auront l'occasion de l'examiner et de formuler leurs observations. En supposant que la documentation satisfasse aux exigences réglementaires, c'est-à-dire aux exigences de la Commission de contrôle de l'énergie atomique et du comité de révision, ce dernier entreprendra une série d'audiences publiques. Les membres de la Commission de contrôle de l'énergie atomique entreprendront en même temps un examen du contenu de la documentation. À la fin de leurs travaux, les deux organismes formuleront des recommandations à l'intention du gouvernement en ce qui a trait à l'acceptabilité du concept.

En réalité, nous sommes prêts. Nous espérons que cet examen débutera d'ici peu, parce que nous considérons qu'il est très important de présenter ce concept à la population canadienne.

Nous n'avons pas fait que de la recherche. Nous avons aussi entrepris de consulter la population depuis quelques années. Nous avons consulté environ 45 groupes d'intérêts publics. Nous leur avons demandé quelles questions ils avaient, quelles étaient leurs inquiétudes à propos de la gestion des déchets radioactifs, du combustible épuisé, et nous leur avons donné l'occasion d'exprimer leurs opinions et de nous dire comment nous devrions aborder la question pour calmer leurs inquiétudes.

[Texte]

[Traduction]

• 1010

Mr. Gagnon: When will the repository be built?

Dr. Rosinger: That decision has not been made. I think we are in fact completing the first stage of the nuclear fuel waste management program of assessing the concept and having the concept reviewed by the government.

Mr. Gagnon: When is there a need for the repository on a technical basis, not a public basis?

Dr. Rosinger: As Mr. Donnelly mentioned, the used fuel is currently stored at nuclear power generating stations in a storage bay under the water. The technology is well-known, well-developed, is safe and is environmentally acceptable. There is no pressure to build the underground repository. The volume of used fuel is actually fairly small. That is another misconception you would see when you talk to the public who think there is an enormous amount of used fuel. The volume in fact is about that of four Olympic-sized swimming pools.

Mr. Gagnon: If you had a repository today, what sort of international market is there available to deposit other people's spent fuel?

Mr. Donnelly: A very large one.

Mr. Gagnon: Could you make money on it?

Mr. Donnelly: Yes.

Mr. Gagnon: What are you doing about looking at this whole aspect for a repository?

Mr. Donnelly: I think we are doing the right thing. I think we are going out to the public with a proven concept. Until it has been dealt with, we have to hold back our commercial ideas in this regard. I think the main issue is in effect proof of concept in the public.

The earliest we could build a repository through the process Dr. Rosinger has in effect outlined—indeed the earliest we could begin to look at a repository—is 1995 with any reasonable proof of concept, a review and then site-selection process. We should not ignore the site-selection process itself, even after a two- to four-year proof of concept review would bring in a whole host of different considerations. We are talking proof of concept with 1,000 sites. Opportunity is quite different from talking about one site and one locality. I think we have to take time with this process unfortunately.

Mr. Gagnon: Are you locked into a repository in a granitic rock? Is this the only thrust?

Mr. Donnelly: Yes. It is the right thrust for Canada. There is only a certain amount of money available to us to do the research. We had to decide to concentrate on what appeared to be the most abundant host in Canada, which is granitic rock. Other people have looked at salt domes and clays. The beauty of these programs is there is a great deal of international exchange on information and we are quite happy to exchange our information, short of

M. Gagnon: Quand prévoit-on construire ce dépôt?

Mme Rosinger: La décision n'a pas encore été prise. Nous en sommes encore à la première étape de l'évaluation du concept et de l'examen des conclusions par le gouvernement.

M. Gagnon: Sur le plan technique, quand faudra-t-il nous munir d'un tel dépôt?

Mme Rosinger: Comme le disait M. Donnelly, à l'heure actuelle, on emmagasine le combustible épuisé aux centrales électriques mêmes, dans un dépôt sous l'eau. La technologie est bien connue et bien développée; elle est sûre et acceptable sur le plan de l'environnement. Il n'est pas encore pressant de construire ce dépôt souterrain. Il y a, en réalité, très peu de combustible épuisé. On croit qu'il y en a énormément. C'est une autre idée fausse qui est répandue dans la population. Tout le combustible épuisé tiendrait, à l'heure actuelle, dans quatre piscines de grandeur olympique.

M. Gagnon: Si nous avions un dépôt souterrain, aujourd'hui, cela pourrait-il intéresser d'autres pays?

M. Donnelly: Oui, sûrement.

M. Gagnon: Cela pourrait-il être payant pour vous?

M. Donnelly: Oui.

M. Gagnon: Avez-vous entrepris d'examiner la question de ce point de vue à l'heure actuelle?

M. Donnelly: Je pense que notre attitude est saine à cet égard. Nous voulons tout d'abord présenter à la population un concept dont la sûreté est établie. Jusqu'à ce que l'idée ait fait son chemin, nous devons tenir nos idées commerciales en veilleuse à cet égard. Ce qui importe avant tout, c'est de faire la preuve de la sûreté du concept à la population.

On ne pourrait tellement envisager la création d'un tel dépôt avant 1995, et ce, après avoir franchi les étapes de la démonstration de la sûreté du concept, d'un examen et de la sélection d'un endroit approprié. Même après deux à quatre ans de discussions, le choix de l'endroit entraînera aussi une multitude de considérations. Nous parlons ici d'une possibilité de mille endroits différents. Ce n'est pas comme s'il n'y en avait qu'un. C'est un processus qui demandera malheureusement beaucoup de temps.

M. Gagnon: Il faut que ce soit dans le granit, n'est-ce pas? Est-ce la seule possibilité envisagée?

M. Donnelly: Oui. C'est la meilleure solution pour le Canada. Nous ne disposons que de très peu d'argent en fonction de la recherche. Nous avons dû décider de nous concentrer sur ce que nous avons le plus en abondance au Canada, le granit. D'autres ont examiné les possibilités que pouvaient présenter les sols composés de sel et d'argile. Ce qu'il y a de particulièrement intéressant dans des programmes de ce genre, c'est l'échange d'information

[Text]

any commercial interest we might have, with others in exchange for theirs. We get a tremendous amount of information on other systems and other operations.

We are as far advanced as anybody in my view on the real study of movement of wastes of any kind incidentally. This is not just radioactive waste but a study of waste of any kind through earth or rock or repositories. We believe that the information that we have developed will be very, very useful in dealing with any kind of toxic wastes in almost any kind of environment in Canada. There will be quite a considerable spin-off from the research we have done for dealing with other hazardous wastes.

Mr. Gagnon: The United States has a fund of levy of 1 mill per kilowatt-hour for their 112 commercial reactors. What comparable charge have the Canadian reactors for waste disposal?

Mr. Donnelly: All of the utilities in Canada, Madam Chairman, do charge into the rate base a levy for fuel disposal in the long term. Very little of that, if any, is going into the research program. I wish some of it was. It has been accrued in a fund in the utilities for the costs of future handling of spent fuel. They are dealing with it appropriately.

• 1015

The Chairman: Is that just for nuclear-generated power?

Mr. Donnelly: It is only in nuclear-generated power.

Mr. Gagnon: How much is this levy?

Mr. Donnelly: I looked at the Ontario Hydro annual report this week, and it has been revised upwards over this last year. They do estimate it per kilogram of fuel, and it is based on estimates that we and they have done on the future cost of the repository and the future cost of spent fuel. I cannot give you an actual number, but it is more than one mil. It is more than this number in the U.S. It is not more than two mils, I do not think, but it is somewhere between the two. It is somewhere in that order.

Maybe I could comment also, Madam Chairman, on another phenomenon we should not ignore, a phenomenon we spent a little time examining as part of this high-level waste management program, and that is to remind ourselves that we have in Cluff Lake a very highly concentrated uranium deposit that was laid down probably as early as 2 billion years ago, although I am not quite sure if that geological number is right. It is certainly a number in the 1 billion to 2 billion year range. It has produced from its activity a fair amount of the by-product waste that we are looking at in high-level spent fuel.

[Translation]

sur le plan international. Nous en obtenons énormément d'autres systèmes et d'autres activités.

Selon moi, nous sommes aussi avancés que qui que ce soit en ce qui a trait à l'étude du mouvement des résidus. Et cela ne vaut pas uniquement pour les déchets radioactifs, mais aussi en ce qui a trait à l'étude du déplacement de tous les genres de résidus dans la terre ou dans le granit. Nous pensons que les constatations que nous avons faites seront d'une extrême utilité dans le traitement de tout genre de déchets toxiques dans presque n'importe quel environnement au Canada. On peut compter que les recherches que nous avons effectuées auront des retombées considérables en ce qui a trait au traitement d'autres déchets dangereux.

M. Gagnon: Aux États-Unis, on perçoit une certaine fraction, un mille, pour chaque kilowatt-heure vendu par les 112 réacteurs commerciaux. Y a-t-il, au Canada, un système analogue en fonction de l'élimination des déchets?

M. Donnelly: Oui, madame la présidente. Au Canada, le prix du kilowatt-heure inclut aussi une certaine somme pour l'élimination du combustible épuisé. On n'en consacre toutefois qu'une toute petite partie à la recherche. Je souhaiterais bien qu'on lui en consacre davantage. Il s'agit d'un fonds qu'ont accumulé les services publics en fonction du traitement futur du combustible épuisé. Cela me paraît approprié.

La présidente: Est-ce seulement les centrales nucléaires qui contribuent à ce fonds?

M. Donnelly: Oui.

M. Gagnon: Et combien prélève-t-on?

M. Donnelly: En parcourant le rapport annuel de Hydro-Ontario, cette semaine, j'ai constaté qu'on avait augmenté la contribution par rapport à l'année dernière. Elle est perçue sur chaque kilogramme de combustible et elle est fondée sur des prévisions de ce que coûteront le dépôt et le traitement du combustible épuisé. Je ne peux pas vous donner de chiffres précis, mais la contribution est un peu plus élevée qu'aux États-Unis.

Madame la présidente, je pourrais aussi vous parler un peu d'un autre phénomène qu'il ne faudrait pas négliger, d'un phénomène que nous avons examiné dans le cadre de nos travaux, et qu'il ne faudrait pas oublier. A Cluff Lake, il y a un dépôt d'uranium extrêmement concentré qui existe depuis peut-être 2 milliards d'années. Ce n'est peut-être pas tout à fait juste sur le plan géologique, mais c'était sûrement il y a 1 à 2 milliards d'années. Ce dépôt a produit une bonne quantité de déchets comme ceux que nous avons examinés.

[Texte]

If you study that deposit, it is in very deep ground water. There is a lot of ground water movement. But you cannot detect any radioactivity in the air or in the water that flows from it within 100 metres. So we just have to see what nature has done to itself; and we do think, as good scientists and engineers, we can make some improvements even on nature. So there are models of containment in nature for pretty active material which we have learned a lot about and can follow.

Mr. Gagnon: It sure seems to me we have an opportunity here, if there is an international market. If we are so busy digging out the input to these plants, we should be developing a proper repository. If other locals are remiss in it because of population pressure or wrong geography, geology, or whatever, we should be getting with it and having a repository, whether it be solely Canadian... But it seems to be an opportunity internationally.

The Chairman: Just to follow on a bit further from what Mr. Gagnon was saying, do we want to dispose of the high-level waste? With improved technology down the road there may be some use for that spent fuel. I think you alluded to our children's knowledge and understanding.

Mr. Donnelly: Madam Chairman, most of the other countries in this nuclear fuel business do believe reprocessing before disposal is the proper way to proceed in recovering usable fuel from spent fuel. We have fixed our program basically on what we call a "once-through" cycle, where we have looked at disposing without reprocessing.

I did say earlier there was a great debate as to what was the right timetable for this final disposal. I think we are looking at a little change of philosophy, to the extent that maybe permanent disposal is too harsh a decision now. What we should be looking for is the ability to put this fuel away, and if necessary leave it there for ever, but not without a view to recovering it if science and technology and the international energy spectrum demand that we recover this fuel for future reprocessing.

So I think in the end we would see that as another development, where we are talking about "permanent retrievable storage", if you can have the contradiction in terms that it represents.

• 1020

Dr. Rosinger: I would just like to add that the question is obviously very complex of what we would want to do with the fuel in the future. The objective of the waste management program at the beginning was to dispose of used fuel now so that future generations do not have to be

[Traduction]

Ce dépôt est dans une nappe d'eau souterraine très profonde. Il y a beaucoup de ruissellements, en cet endroit, mais on ne peut déceler aucune trace de radioactivité dans l'air ou dans l'eau à plus de 100 mètres de distance. Voilà donc ce que la nature a elle-même fait, et, en tant que bons scientifiques et bons ingénieurs que nous sommes, nous pensons pouvoir encore faire mieux que la nature elle-même. Il y a donc, dans la nature, des modèles de dépôts de matière passablement active, dont nous pouvons beaucoup apprendre et nous inspirer.

M. Gagnon: Il semble y avoir là une très bonne occasion pour le Canada sur le plan international. Puisque nous nous intéressons tant à l'installation de ces centrales, nous devrions peut-être aussi concevoir un dépôt convenable. Si d'autres pays doivent renoncer à l'énergie nucléaire à cause des pressions de la population, ou parce que leur géographie, leur géologie, ou quoi que ce soit d'autre, ne s'y prête pas, nous devrions créer un dépôt, ne serait-ce que pour les besoins du Canada... Mais l'occasion semble être bonne sur le plan international.

La présidente: Pour enchaîner sur ce que disait M. Gagnon, voulons-nous vraiment éliminer complètement ces déchets à haute teneur radioactive? Avec l'avancement de la technologie, nous pourrions peut-être trouver un jour une utilisation à ce combustible épuisé. Vous faisiez allusion, tout à l'heure, aux connaissances et à la compréhension de nos enfants.

M. Donnelly: Madame la présidente, la plupart des autres pays sont convaincus que la meilleure façon de procéder serait de traiter à nouveau le combustible épuisé afin d'en récupérer le résidu d'énergie avant de l'éliminer. Ce n'est pas l'orientation de notre programme à l'heure actuelle.

J'ai dit plus tôt que le moment de l'élimination définitive du combustible épuisé fait l'objet de beaucoup de discussions à l'heure actuelle. L'attitude à l'égard de l'élimination des déchets semble maintenant évoluer quelque peu. Leur élimination permanente est peut-être une solution trop radicale pour l'instant. Nous devrions peut-être songer davantage à la possibilité d'emmagasiner ce combustible quelque part, d'une manière permanente, si nécessaire, mais sans négliger la possibilité de pouvoir le récupérer, si jamais la science, la technologie ou la demande d'énergie à l'échelle internationale l'exigeait.

Ce serait une autre solution intéressante que de pouvoir songer à la possibilité de «dépôts permanents de combustible récupérable», malgré la contradiction évidente entre ces termes.

Mme Rosinger: Permettez-moi d'ajouter que le sort du combustible dans l'avenir est une question fort complexe. Au départ, le programme de gestion des résidus avait pour objectif de trouver des méthodes d'élimination qui permettraient aux générations futures de ne pas avoir à se

[Text]

concerned with a continuous surveillance and maintenance of the storage facilities. But that is really an ethical question.

If we look at it from the economic point of view, as in a CANDU reactor with the natural fuel, when you look at the used fuel as it comes out of the reactor and calculate the percentages, there is only about 0.25% of the fissionable isotope of U-235 and is about the concentration which for light water reactors is in the enrichment tails. It is what they discard.

By the same token, the concentration of plutonium which might be one of the isotopes to be used in future nuclear power plants as a mixed uranium-plutonium cycle, is only about 0.37% which is about two and a half times less than in a used fuel from light water reactors. Therefore, I would assume that if Canada decided to use that type of fuel, the mixed oxide fuel, the plutonium and uranium from light water reactors reprocessing will be abundant and much more easily available than the uranium and plutonium from the Canadian reactors.

So as far as our present used fuel is concerned, we can easily dispose of it. And if the economics of the whole fuel cycle changes in the future, then we can reconsider it for the future used fuel.

Mr. Belsher: Just one final question. Somewhere in your report you make the statement that progress on collections from the government of Argentina has been good but difficult. Could you maybe fill us in on the background? What do you mean by good?

Mr. Donnelly: We built a CANDU in Argentina which we contracted for in 1974. We lived through some quite difficult times in Argentina. Three quite violent changes of government took place during that time. But we finished the unit in 1983 and it has been running and providing good service to the Argentine government since.

Unfortunately, at the end of the project they owed us some money. They had difficulties, as you know, in meeting their international debt obligations and part of that was to AECL. From 1983 to 1985, we did receive some payments and then in 1985 they renegotiated the remainder of these payments under what is colloquially known as the Paris Club, which is an international governments' arrangement for securing government debt and we were classified as government debt. That is a little higher debt than bank debt or any other agency debt. We were classified as bank debt and we renegotiated that in 1985 and to a significant extent, since 1985, Argentina has kept up with its payments. That is pretty good, given their performance in other debt areas.

[Translation]

préoccuper de surveiller et d'entretenir en permanence les installations d'entreposage. Il s'agit d'une question d'éthique, en quelque sorte.

Examinons maintenant le point de vue économique. Pour le réacteur CANDU à combustible naturel, on calcule qu'il n'y a environ que 0,25 p. 100 d'isotope fissile d'uranium 235 dans les résidus, ce qui correspond à la concentration des résidus d'enrichissement des réacteurs à eau légère.

Quant à la concentration de plutonium, qui pourrait être l'un des isotopes utilisés dans les centrales nucléaires de l'avenir dans un cycle mixte uranium-plutonium, elle n'est que d'environ 0,37 p. 100, soit deux fois et demie inférieure à celle du combustible épuisé des réacteurs à eau légère. Je prends donc pour hypothèse que si le Canada opte en faveur de ce type de combustible mixte, le plutonium et l'uranium de régénération des réacteurs à eau légère seront abondants et beaucoup plus accessibles que l'uranium et le plutonium des réacteurs actuels.

Quoi qu'il en soit, il est facile d'éliminer le combustible épuisé dès à présent. Si par surcroît la structure économique de l'ensemble du cycle du combustible devait changer dans l'avenir, il serait toujours temps d'examiner la possibilité de recycler le combustible épuisé.

M. Belsher: Une dernière question. Quelque part dans votre mémoire, vous mentionnez que le recouvrement de la dette auprès du gouvernement de l'Argentine a pu se réaliser, mais avec difficulté. Pourriez-vous faire le point sur cette question? Que voulez-vous dire exactement?

M. Donnelly: Nous avons construit un réacteur CANDU en Argentine après avoir conclu un contrat en 1974. Nous avons traversé des périodes difficiles dans ce pays. Il a fallu composer avec trois changements de gouvernement, dans un climat de violence extrême, pendant cette période. Nous n'en avons pas moins terminé les installations en 1983, et celles-ci assurent un excellent service à l'Argentine depuis cette date.

Malheureusement, à la fin du projet, ce pays nous devait encore de l'argent. Il a eu du mal, comme vous le savez, à rembourser sa dette internationale, et l'EACL figurait parmi les créanciers. De 1983 à 1985, nous avons reçu quelques versements; puis, en 1985, le solde a été renégocié dans le cadre de ce qu'il est convenu d'appeler le Club de Paris, dont le mandat est de conclure des accords de remboursement de la dette à d'autres gouvernements. On considère que nous sommes une entité gouvernementale. La dette auprès des autres gouvernements est quelque peu supérieure à celle contractée auprès des banques ou ailleurs. L'argent que nous devait l'Argentine était au départ placé comme une dette bancaire, mais nous avons réussi à négocier un changement catégorique en 1985. Depuis, l'Argentine a dans l'ensemble effectué ses versements régulièrement. Nous ne pouvons que nous en féliciter, étant donné son piètre rendement dans d'autres secteurs de la dette.

[Texte]

Mr. Belsher: It is nice to know, Madam Chairman, there is some money coming in from that.

Mr. Donnelly: I should say most of the debt, if not all of it, has already been written off within the corporation, so that which does come in is pretty good bottom line stuff.

The Chairman: You wrote it off.

Mr. Donnelly: Most of it, in past years.

Mr. Porter: Just briefly, Madam Chairman. We have commented on this but on your corporate plan, where you are showing sales and service, it goes up rather dramatically from 1991 to 1992, about \$400 million, an additional \$130 million in the following year. For the year 1989 you are showing a revenue of \$287 million as compared with \$602 million in 1992 and yet your profit shows a difference of \$2 million there. I wonder if you could perhaps explain or clarify that. How do you arrive at a similar profit picture when you are dealing with such a large amount of increase in sales and services?

• 1025

Mr. Donnelly: The large increase in 1992 and 1993 as shown in the plan is due to the projection that we will have made at least one reactor sale at that time and therefore the revenues from that reactor sale, which are quite substantial, flow through the accounts of AECL, although most of them are what we call purchase resale equipment—they are purchased within Canadian suppliers of equipment and other services that go to make up one of these, or two of these, projects.

We also delay the profit uptake from that revenue until the job is substantially complete. So there is a discontinuity, in fact, between the jump-up in revenues and the increase in operating profit. We should add also that we do not expect this first job, which is reflected in these increased revenues, to show very substantial profits.

We would be returning the funds the government advanced us for engineering, for example, at that time. So not only is there a discontinuity in time, we would not expect this first one to be any more than marginally profitable. But that is because it is the lead item in the project; it is a prototypical item.

Mr. Porter: That changes substantially. The following year you are showing an estimated \$50 million.

Mr. Donnelly: We are showing in our 10-year long-range plans. . . You can see the balance of this, and if this was important, we could present the 10-year projections which would show that recovery.

Mr. Porter: At the bottom of the summary, the number of employees, the drop of 600 to 700 employees in 1990,

[Traduction]

M. Belsher: On peut s'estimer heureux, madame la présidente, que des fonds viennent de ce côté-là.

M. Donnelly: Il faut dire, par ailleurs, qu'une bonne partie de la dette, sinon la totalité, avait déjà fait l'objet d'une radiation, de sorte que tous les montants qui nous arrivent représentent un bénéfice net.

La présidente: Vous aviez radié cette dette?

M. Donnelly: Pour l'essentiel, oui, dans les années passées.

M. Porter: Une courte intervention, madame la présidente. Nous en avons déjà parlé, mais dans votre plan d'entreprise, au poste des ventes et services, on s'aperçoit que les chiffres grimpent singulièrement de 1991 à 1992, faisant un saut de 400 millions de dollars environ, pour progresser encore de 130 millions de dollars l'exercice suivant. Pour l'exercice 1989, vous prévoyez des recettes de 287 millions de dollars, par comparaison à 602 millions de dollars en 1992. Or, les bénéfices ne présentent qu'un écart de 2 millions de dollars. Pourriez-vous nous expliquer ce phénomène? Comment en arrivez-vous à des bénéfices du même ordre alors que les ventes et services grimpent en flèche?

M. Donnelly: La forte augmentation de 1992 et de 1993 dont le plan fait état s'explique par des prévisions de vente d'au moins un réacteur pendant ces années, ce qui produirait des recettes substantielles qui se répercuteraient sur les comptes de l'EACL, même s'il s'agit de matériel mis en pension, c'est-à-dire acheté à des fabricants canadiens et correspondant à d'autres services dans un cas ou deux.

Par ailleurs, le calcul du bénéfice est reporté jusqu'à un moment avancé d'une opération. C'est pourquoi il y a un décalage entre l'augmentation des recettes et l'augmentation du bénéfice d'exploitation. Il convient également de préciser que nous ne nous attendons pas à un bénéfice important pour les premiers travaux, qui pourtant sont comptabilisés dans les recettes.

Les recettes serviront à rembourser le gouvernement des fonds avancés pour les études techniques, notamment. En plus du décalage dans le temps, par conséquent, nous n'escomptons qu'un profit marginal de la première vente, d'autant plus que le réacteur n'est que le premier de la série, qu'il en est le prototype.

M. Porter: L'effet est considérable, puisque pour l'exercice suivant, vous faites état d'un bénéfice d'exploitation de 50 millions de dollars.

M. Donnelly: Les choses apparaissent peut-être plus clairement dans notre plan décennal. Nous pourrions vous communiquer nos projections décennales, si vous jugez que cela serait utile, qui montrent comment s'opère la récupération.

M. Porter: Au bas de votre sommaire, au poste de l'effectif, on constate une baisse de 600 à 700 employés en

[Text]

is that as a result of some of those areas of privatization? All of that?

Mr. Donnelly: Almost all—800 people—is from privatization.

The Chairman: Some months ago we were discussing at your headquarters the cut-back in your estimates, especially in the research area, and the difficulties you were undergoing. I believe, Mr. Donnelly, you were saying that you had approached EMR to rewrite or redo the scheduling. Could you update us on that?

Mr. Donnelly: Yes, Madam Chairman. Historically, the budget of 1985 introduced a \$100 million cut in AECL's research funding to be applied over the 10 years from 1985. This reduced the actual funding from \$200 million to \$100 million over that timetable in 1985 dollars. We have to watch when we are looking at main estimates whether escalation plays a part, that these numbers do not become exactly either 100 reduction—actually it comes more—but also are based slightly on increases.

Over the three years to 1987-88 we have absorbed \$60 million of that \$100 million cut-back. There was a plan to reduce 1988-89—that is, this current year—by a further \$25 million, taking it to \$85 million, and \$15 million following in 1990.

We have approached the federal government with the argument that this is too fast. It is not that we cannot do it. We cannot either increase the funding from other sources or cut back our programs without damaging the fabric of the organization as fast as these two last years demand. We have approached them for a reduction in the reduction—that is, not \$25 million this year, and not \$15 million next year. We would like to spread that \$40 million over four years of \$10 million a year, and we have significant agreement on that.

All the documentation has not been processed, and it has not yet been drafted into supplementary estimates. But we hope to see that agreement struck this year; that there will be a reduction of the reduction from \$25 million to \$10 million this year, and in subsequent years down to this level. We are very confident now that we have that agreement.

• 1030

The Chairman: Good. Regarding your lost revenues for research, I understood that perhaps Ontario Hydro was contributing.

[Translation]

1990. Cette réduction d'effectif s'explique-t-elle entièrement par la privatisation?

M. Donnelly: Presque. On calcule que la privatisation entraînera la perte de 800 emplois.

La présidente: Il y a quelques mois, nous avons eu une discussion à votre siège social sur la compression de votre budget, notamment dans le domaine de la recherche, ainsi que sur les difficultés que vous éprouviez. Si j'ai bonne mémoire, monsieur Donnelly, vous disiez à ce moment-là à EMR de remanier l'échéancier. Pourriez-vous faire le point à cet égard?

M. Donnelly: Oui, madame la présidente. Pour reprendre les faits chronologiquement, disons que le budget de 1985 avait réduit de 100 millions de dollars les fonds de recherche d'EAEL sur une période de 10 ans à compter de 1985. Le financement global était donc passé de 200 millions à 100 millions de dollars sur la période envisagée, en dollars de 1985. Il faut faire attention dans les prévisions budgétaires au facteur d'indexation qui risque d'intervenir. En fait, la réduction réelle est supérieure à 100 millions de dollars en raison des facteurs d'augmentation.

Dans les trois premières années, soit jusqu'en 1987-1988, nous avons absorbé une réduction de 60 millions de dollars sur la compression totale de 100 millions de dollars. Il était prévu de réduire encore le budget de 1988-1989—soit l'exercice en cours—d'un montant de 25 millions de dollars, pour un total cumulé de 85 millions de dollars, pour absorber les 15 millions de dollars restants en 1990.

Nous sommes intervenus auprès du gouvernement fédéral pour faire valoir que ce rythme de réduction était trop rapide. Nous pourrions éventuellement y faire face, mais nous ne sommes pas en mesure d'accroître le financement des autres sources ou de sabrer dans nos programmes au rythme des deux dernières années sans miner les fondements de l'organisation. C'est pourquoi nous avons demandé un plus long échéancier, c'est-à-dire une réduction inférieure à 25 millions de dollars pour l'exercice en cours et inférieure à 15 millions de dollars pour l'exercice suivant. Nous espérons pouvoir échelonner la réduction de 40 millions de dollars sur une période de quatre ans, à raison de 10 millions par an, et il semble bien qu'on accédera à notre demande.

Les documents n'ont pas encore tous été traités et le budget supplémentaire n'a pas encore été dressé. Nous espérons malgré tout en arriver à un accord cette année pour que la réduction prévue de 25 millions de dollars soit ramenée à 10 millions de dollars et qu'elle demeure au même niveau dans les années subséquentes. Nous avons la conviction que cet accord sera entériné.

La présidente: Bien. Pour compenser le manque à gagner au chapitre de la recherche, Hydro-Ontario aurait accepté d'augmenter sa contribution, n'a-t-on dit.

[Texte]

Mr. Donnelly: Yes. We have obtained a fivefold increase in contributions from Ontario Hydro—from about \$8 million in 1986 to \$40 million in 1988—and I think that is a very commendable move by Ontario Hydro in that regard. That has taken up a substantial amount of the cutback we have had to make. It is applied, of course, very specifically—and that is the requirement of Ontario Hydro—to areas of current interest to Ontario Hydro.

It is also applied under a rule, which we have had to accept from them, that they will only give us dollar for dollar in matching funds. So, by applying \$40 million, they are in fact controlling \$80 million of our development expenditures.

The Chairman: How do you mean, "dollar for dollar"?

Mr. Donnelly: They will put a dollar into a program only if we will put a dollar into a program.

The Chairman: Oh, I see. All right.

Mr. Donnelly: So not only are they putting in \$40 million but we are putting in \$40 million to the same programs. All I would comment here is that these are all today's programs; these are all programs aimed at the operating reactors. There is nothing wrong with that, in a sense. They are all programs of short-term demand, because that is Ontario Hydro's perspective. Again, there is nothing wrong with that per se. But it does reduce our ability to fund some of our long-term R and D and some of our basic research, which we believe is fundamental to long-term well-being.

So it only highlights the problem in the long term that we have, although we are very appreciative of the contribution that is being made.

The Chairman: On what basis did they reach the \$40 million? Was it sort of a plan worked out between the two of you, or—

Mr. Donnelly: It is a pure selection of programs. We have these programs: they are on pressure-tube metallurgy, on safety, and some contribution to the waste management program. They are programs that are needed by Ontario Hydro's reactor operations. They were programs we were doing anyway. They are the right programs, and we are now just working together to make sure that these are the right programs that we are doing.

The Chairman: Does the consumer, through a rate base, contribute to any research in nuclear generation of power?

Mr. Donnelly: By definition this \$40 million comes from the rate base.

The Chairman: In New Brunswick is there any rate base to assist in research and development for nuclear energy?

[Traduction]

M. Donnelly: C'est juste. Nous avons obtenu une quintuple augmentation des contributions d'Hydro-Ontario—qui auront passé de 8 millions de dollars en 1986 à 40 millions de dollars en 1988—et j'estime qu'Hydro-Ontario mérite toutes nos félicitations à cet égard. Ces contributions absorberont une bonne partie des réductions auxquelles nous avons dû consentir. Naturellement, Hydro-Ontario exige que les montants soient investis dans ses secteurs d'intérêt.

Sa contribution est par ailleurs assortie d'une règle de contrepartie, de sorte que les 40 millions investis par Hydro-Ontario lui permettront d'exercer un contrôle sur 80 millions de nos dépenses de développement.

La présidente: Que voulez-vous dire par «règle de contrepartie»?

M. Donnelly: Hydro-Ontario investira un dollar dans un programme si nous consentons nous-mêmes à y investir un dollar.

La présidente: Je vois. Très bien.

M. Donnelly: Ainsi, les mêmes programmes bénéficieront non seulement de l'apport de 40 millions de dollars d'Hydro-Ontario, mais également de notre propre apport de fonds de 40 millions de dollars. Je dois ajouter que tous ces programmes sont déjà en cours, qu'ils visent les réacteurs en exploitation. Dans une certaine mesure, il n'y a pas de mal à cela. Mais ce sont tous des programmes à court terme, répondant aux besoins d'Hydro-Ontario. Si importants que soient ces investissements, il reste que notre aptitude à financer les travaux de R&D à long terme et certains travaux de recherche fondamentale s'en trouve réduite, alors même que notre vigueur à long terme repose sur ces travaux.

Bref, ces modalités de financement accentuent nos difficultés à long terme, même si nous demeurons reconnaissants de la contribution qui nous est offerte.

La présidente: Comment Hydro-Ontario a-t-elle arrêté ce chiffre de 40 millions de dollars? S'agit-il d'une sorte de plan que vous avez mis au point en collaboration, ou...

M. Donnelly: Il s'agit d'un choix parmi nos programmes. Ces programmes étaient déjà en place: métallurgie des tubes de force, sécurité et gestion des résidus. Ces programmes ont un rapport direct avec les activités d'Hydro-Ontario dans le domaine des réacteurs. Nous allons mener ces programmes à bien de toute façon. Grâce à la collaboration d'Hydro-Ontario, nous allons nous assurer que ces programmes porteront fruit.

La présidente: Le consommateur, par les tarifs qu'il paie, participe-t-il à la recherche en matière de production d'énergie nucléaire?

M. Donnelly: Par définition, ces 40 millions de dollars viennent de la poche du consommateur.

La présidente: Au Nouveau-Brunswick, la structure tarifaire comporte-t-elle un élément de recherche et de développement se rapportant à l'énergie nucléaire?

[Text]

Mr. Donnelly: Yes. The arrangements we have are that what we call COG, the CANDU Owners Group, which is made up of not only the Canadian owners but some of the overseas owners, make this contribution. An overwhelming amount comes from Hydro, because they have the overwhelming generation capacity; but both Hydro-Québec and New Brunswick Power contribute their respective shares, given the smallness of their programs relative to Hydro's, and we even get the odd contribution from some of our own overseas sales. So it basically all comes there, but the lion's share unquestionably comes from Ontario Hydro.

The Chairman: Well, it is directly proportional almost, is it not? Right.

Mr. MacLellan: Mr. Donnelly, it has been said, of course, that the Radiochemical Corporation would be better in the private sector because the private sector would better be able to market the products with which the Radiochemical Corporation deals and that a Crown corporation just cannot market those products as well. Is that something with which you would agree?

Mr. Donnelly: No, I would not agree with that at all. How can anybody agree with that when we have competed in the private sector quite handsomely and are the dominant supplier in one of the most free-enterprise markets in the world, in the United States? We have competed quite successfully here. This is not a question of dealing with the Canadian markets or a question of subsidies; this is a question of dealing openly, over a large number of years, tailor-making our products through development and a lot of entrepreneurship by the staff, to meet these U.S. markets where revenues have grown from \$20 million in 1978 to \$100 million in 1988. I do not have anything to fear from comparison with private sector marketing. But this is not an argument against privatization; it is an answer to your specific question.

• 1035

I believe the companies would benefit in other areas from being operated in the private sector. I mentioned some of them earlier. All companies are not just the products of marketing and production. Financing is important, and the ability to joint venture is important. The ability to take risks that are not easy to assume sometimes within the public sector, and the ability to operate with speed and confidentiality—which is difficult through the processes a Crown corporation has to go even to raise \$1 of capital—are some of the benefits that would accrue from privatization.

Mr. MacLellan: But if they were in the public sector, they would still be able to joint venture.

[Translation]

M. Donnelly: Oui. Selon les arrangements, c'est le groupe de propriétaires du CANDU, constitué en majorité de propriétaires canadiens, mais comprenant également quelques propriétaires étrangers, qui assume ces frais. Le plus gros de la contribution vient toutefois d'Hydro-Ontario, qui possède la grande majorité des installations de production, mais Hydro-Québec et Hydro-Nouveau-Brunswick apportent une contribution modeste, proportionnelle à leur infrastructure, et même nos ventes à l'étranger jouent un rôle non négligeable. Au total, toutefois, la part du lion appartient incontestablement à Hydro-Ontario.

La présidente: Mais la part de chacun est proportionnelle à la capacité, n'est-ce pas? Bon.

M. MacLellan: Monsieur Donnelly, il a été soutenu que la Société radiochimique gagnerait à appartenir au secteur privé parce qu'elle serait alors beaucoup plus en mesure de commercialiser ses produits que ne l'est une société d'État. Êtes-vous d'accord avec cette affirmation?

M. Donnelly: Non, je ne suis pas du tout d'accord. Comment peut-on soutenir un tel point de vue alors même que nous avons tenu tête à la concurrence du secteur privé et que nous sommes le principal fournisseur sur l'un des marchés les plus libres du monde, celui des États-Unis? Nous avons remporté la palme au jeu de la concurrence. Il ne s'agit aucunement d'un marché canadien où nous aurions pu bénéficier d'un privilège, et nous n'avons pas reçu de subventions. Nous avons livré concurrence ouvertement, sur une longue période d'années, en adaptant nos produits grâce à des travaux de R&D et grâce à l'esprit d'entreprise de notre personnel, et nous avons conquis les marchés américains, où les recettes ont grimpé de 20 millions de dollars en 1978 à 100 millions de dollars en 1988. Nous n'avons absolument rien à envier au secteur privé du côté de la commercialisation. Ces précisions ne représentent nullement un plaidoyer contre la privatisation; elles visent uniquement à répondre à votre question.

À mon avis, c'est à d'autres chapitres que les divisions de la société d'État gagneront à devenir des sociétés du secteur privé. J'en ai mentionné quelques-uns tout à l'heure. Les sociétés ne comptent pas toutes uniquement sur la commercialisation et la production. Le financement est un facteur important, de même que l'aptitude à former des entreprises en coparticipation. La privatisation leur permettra davantage de prendre des risques, ce qui est difficile dans le cadre du secteur public, ainsi que de prendre des décisions rapides et confidentielles—contrairement aux sociétés d'État, qui doivent se soumettre à de pénibles formalités, ne serait-ce que pour obtenir un dollar de capital d'apport.

M. MacLellan: Mais même en demeurant dans le secteur public, ne pourraient-elles pas former des entreprises en coparticipation?

[Texte]

Mr. Donnelly: We have a problematic act. AECL has a tremendous amount of restrictions on its ability to operate as a private sector company, even though it is a Crown corporation. The government is our banker, and the mere process of trying to borrow \$5 million from a government banker is time consuming, irrespective of the merits of the case. The priorities of the banker are set by much larger numbers than the \$5 million loan to AECL's Radiochemical Company. These are not criticisms. These are just process issues, and it is these kinds of issues that niggle away at the entrepreneurship of a group like AECL's RCC.

Mr. MacLellan: Madam Chairman, I would like to ask Mr. Donnelly about some of the problems they have had at Pickering. What is going to happen now to the reactors at Pickering?

Mr. Donnelly: Perhaps I could ask Mr. Lawson to respond. He was at Pickering the day before yesterday, and he can bring us right up-to-date with the tubing of the Pickering units.

Mr. Lawson: Pickering did have one accident where a pressure tube did burst. It was well contained. It did not activate any of the safety systems having to operate, but it did lead to the decision to completely retube Pickering 1 and Pickering 2 reactors. Pickering 1 has been up and in operation for all of last winter. Between ourselves and Ontario Hydro, it took something like four years to completely retube it.

The second reactor is going through its commissioning stage now and will be back in service within the next month. The other two reactors have been closely inspected for the status of their pressure tubes, and the latest results do give us some confidence that they are acceptable for some reasonable period of time. The decision to retube them in the near future is one that has been taken by Ontario Hydro in looking at when the best time is, almost over a decade, to retube them so that they have another life of maybe 25 years into the future. Pickering will be one of the base stations for Ontario Hydro for a long while. It is a case of upgrading the pressure tubes so that we have extended the life into the future.

The Chairman: Mr. MacLellan, maybe that is where they used the tube shaver you and I saw when we went to Chalk River. Is that not right?

Mr. Lawson: Yes, Madam Chairman, that has been used. It is a very neat device to just take a sample. It is almost like taking a blood sample from people. You can go and take a sample from the pressure tubes to see what they are like. Previously we had to take a whole tube out and take it to Chalk River and cut it up, and it was quite

[Traduction]

M. Donnelly: La loi manque de clarté à cet égard. L'EACL est soumise à toutes sortes de restrictions qui limitent son aptitude à être administrée comme une société du secteur privé, même s'il s'agit d'une société d'État. Le gouvernement est notre bailleur de fonds, de sorte que pour emprunter cinq millions de dollars, il faut s'armer d'une patience à toute épreuve, indépendamment de la valeur du projet. Les priorités de ce bailleur de fonds sont établies à un niveau beaucoup plus élevé que celui des cinq millions de dollars demandés par la Société radiochimique d'EACL. Ce ne sont pas là des critiques, c'est une simple constatation, car le système est ainsi fait. La lourdeur administrative demeure quand même une épine au pied pour une entreprise comme la Société radiochimique d'EACL.

M. MacLellan: Madame la présidente, je voudrais poser quelques questions à M. Donnelly concernant les problèmes éprouvés à Pickering. Qu'arrivera-t-il aux réacteurs de Pickering?

M. Donnelly: Je pense que je vais demander à M. Lawson de répondre à cette question. Il se trouvait à Pickering avant-hier, de sorte qu'il peut sans doute nous donner les dernières nouvelles concernant la tubulure des réacteurs de Pickering.

M. Lawson: Il y a eu, effectivement, un accident à Pickering, où un tube de force a éclaté. Le secteur était toutefois bien confiné. L'accident n'a pas déclenché les systèmes de sécurité, mais a mené à la décision de refaire complètement les tubes des réacteurs de Pickering 1 et de Pickering 2. Les travaux de Pickering 1 sont terminés, et le réacteur est en service depuis le début de l'hiver dernier. En raison d'une double intervention, la nôtre et celle d'Hydro-Ontario, il a fallu environ quatre ans pour refaire la tubulure au complet.

Le deuxième réacteur en est maintenant à l'étape de la réception des travaux et sera de nouveau en service d'ici un mois. Les tubes de force des deux autres réacteurs ont fait l'objet d'inspections minutieuses, et les derniers résultats nous permettent de croire qu'ils demeureront dans un état acceptable pendant encore assez longtemps. Hydro-Ontario a décidé de procéder au remplacement de la tubulure dans un proche avenir, en choisissant les moments les plus appropriés sur une période de près de dix ans, afin de prolonger la vie utile des réacteurs d'environ 25 ans. Hydro-Ontario demeurera donc à Pickering pendant encore un bon bout de temps. Le but est d'améliorer les tubes de force de manière à prolonger leur durée utile dans l'avenir.

La présidente: Monsieur MacLellan, c'est peut-être là qu'on a utilisé le vérificateur de tubes que nous avons vu lorsque nous sommes allés à Chalk River. Qu'en dites-vous?

M. Lawson: Oui, madame la présidente, on a utilisé cet appareil, qui fait des merveilles pour prélever des échantillons. C'est un peu comme une prise de sang chez les humains. On peut se rendre sur place et prélever un échantillon sur les tubes de force pour en analyser l'état. Il fallait, jusque-là, enlever un tube complet de

[Text]

lengthy. Now we can go in and just take a quick sample, and this was a development at Chalk River.

The Chairman: Mr. Clay, the consultant for the committee, has a couple of questions. But prior to moving on, we do have a meeting on May 25 with Minister Merrithew at 3.30 p.m. The committee is also visiting Kanata on May 26, and the bus will pick us up at the front door of the West Block. We will leave at 8 a.m. and return to the Hill at 1.30 p.m. in time for Question Period.

• 1040

We also are going to have to reschedule Petro-Canada International Assistance Corporation. Unfortunately, the meeting was cancelled because there were no committee rooms available, and we will also have to schedule two or three in-camera meetings on our draft reports of our nuclear study. So perhaps after the meeting we could spend a few minutes to see what people's schedules look like.

Mr. Clay, you have some questions for Mr. Donnelly and his colleagues.

Mr. Dean Clay (Researcher for the Committee): I do, Madam Chairman. But I think Mr. MacLellan had another question and I defer to him.

Mr. MacLellan: No. I just wanted to know the cost of the...

The Chairman: Tube shaver?

Mr. MacLellan: That along with the other work that has gone on.

Mr. Lawson: I do not have the specific costs at my fingertips. I know that the whole process of re-tubing Pickering 1 and 2 was carried out within the original budget set by Ontario Hydro. This is probably also very important: the exposure to their staff of radiation. It would have been an estimate of how much radiation people would get on that, and it was considerably less in practice than had been predicted.

Mr. MacLellan: What were the reasons for the cost overruns at Darlington?

The Chairman: For storage?

Mr. MacLellan: No, the actual costs of the construction.

Mr. Donnelly: There is a report in the press this morning on cost overruns at Darlington. The press does not make quite clear what the cost overruns reasons are. There are numbers of 6% to 10%, which are quite significant when we are dealing with \$10 billion. I do not have the actual answers, Madam Chairman. I intend to

[Translation]

l'installation, le ramener à Chalk River et le couper en morceaux. L'opération était assez longue. On peut maintenant faire un saut sur place et prélever rapidement un échantillon. C'est l'appareil mis au point à Chalk River.

La présidente: M. Clay, l'expert-conseil du Comité, aurait quelques questions à poser. Avant de continuer, toutefois, permettez-moi de vous rappeler que nous aurons une réunion avec le ministre Merrithew le 25 mai, à 15h30. Le Comité se rendra également à Kanata le 26 mai. Un autobus nous attendra à la porte centrale de l'Édifice de l'ouest. Nous partirons à 8 heures et serons de retour au Parlement à 13h30, à temps pour la période de questions.

Nous allons devoir reporter la date de comparution de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale. Malheureusement, la réunion a dû être annulée parce qu'il n'y avait pas de salle de libre. Nous devons, en outre, remanier le calendrier pour deux ou trois réunions à huis clos concernant notre projet de rapport d'étude sur l'énergie nucléaire. Nous pourrions peut-être consacrer quelques minutes après la réunion à essayer d'harmoniser nos emplois du temps.

Monsieur Clay, vous avez des questions à poser à M. Donnelly et à ses collègues.

M. Dean Clay (rechercheur auprès du Comité): C'est juste, madame la présidente. Mais je crois que M. MacLellan avait une autre question à poser, et je lui cède la priorité.

M. MacLellan: Non, je voulais simplement savoir le coût de...

La présidente: Du vérificateur de tubes?

M. MacLellan: Pourquoi pas, mais aussi des autres travaux réalisés.

M. Lawson: Je ne connais pas tous les chiffres par coeur. Je sais toutefois que tous les travaux de remplacement des tubes de Pickering 1 et 2 ont été réalisés dans les limites budgétaires établies par Hydro-Ontario. Voici un autre point important concernant l'exposition du personnel d'Hydro-Ontario aux radiations. On a pu déterminer après coup que le niveau de radiations avait été inférieur aux prévisions.

M. MacLellan: Quelles sont les raisons des dépassements de coûts à Darlington?

La présidente: Pour l'entreposage?

M. MacLellan: Non, pour les coûts réels de construction.

M. Donnelly: La presse a publié un communiqué, ce matin, sur les dépassements de coûts de Darlington. Le détail n'est cependant pas révélé. Il est question d'un dépassement de 6 p. 100 à 10 p. 100, ce qui est loin d'être négligeable sur des travaux de dix milliards de dollars au total. Je n'ai pas en main de chiffres exacts, madame la

[Texte]

find out very shortly and share them with your committee if that is—

Mr. MacLellan: Thank you.

The Chairman: We would certainly appreciate that. As well, Mr. MacLellan, I think you are interested in the cost of the re-tubing at Pickering, and perhaps when you have that information—

Mr. Donnelly: We had a number of about \$400 million, but again there is an accurate number promoted by hydro, and I do not think we should guess. We should produce that for the committee. Numbers have been in the press of course, which add up the costs of replacement electricity from coal-fired power plants. You can get any number you want if you try to calculate the replacement. The actual costs in material and labour and the retention of the staff during that period I think is about \$400 million, but I will confirm that to the committee.

Mr. Clay: Mr. Donnelly, during your opening remarks, you offered to update three of the highlights in the corporate plan summary because of government initiatives that took place after the summary was prepared. You have done that for the second highlight. Could you, for the record, do it for the other two as well?

Mr. Donnelly: I think I have done it for two out of three, but I am prepared to make sure there is no misunderstanding on what the three were.

First, there was a stretch-out in R and D. We were facing a budget reduction of \$25 million, giving us an approved funding level of I think \$131 million. The government agreed to the stretch-out for this year—what they are going to do next year, they have not confirmed to us—which will reduce that reduction of \$25 million to \$10 million, giving us an increase of budget of \$15 million. So we are now looking at a supplementary estimate, on top of the main estimate, by an increased \$15 million for R and D.

They have also agreed to fund the CANDU-300 Program and are preparing a vote for \$29 million in that regard too.

The third area: they have agreed to contribute to the decommissioning of NPD, which was in dispute last year, for this year, and I think that is a number of \$10 million.

These are the three changes I referred to.

Mr. Clay: Does that mean that NPD is now transferred to this decommissioning fund, or is it something you still have to look at each year in your estimates?

[Traduction]

présidente. J'ai bien l'intention cependant de les découvrir sous peu et de les faire connaître au Comité.

M. MacLellan: Merci.

La présidente: Nous vous en serions reconnaissants. M. MacLellan s'intéresse également aux coûts des nouvelles tubulures de Pickering et vous pourriez peut-être, par la même occasion, nous communiquer cette information. . .

M. Donnelly: Un chiffre de 400 millions de dollars a été avancé, mais il vaudrait mieux obtenir confirmation auprès des responsables d'Hydro-Ontario eux-mêmes. Nous nous ferons un plaisir de transmettre les chiffres exacts au Comité. Naturellement, la presse a publié des chiffres, qui incluent le coût de remplacement de l'électricité à partir des usines alimentées au charbon. Toutes les hypothèses sont possibles si l'on essaie de calculer le coût du remplacement. Mais les coûts réels du matériel et de la main-d'oeuvre, dont celui du maintien de l'effectif de Pickering, s'élèvent à quelque 400 millions de dollars, mais je vous confirmerai les chiffres réels.

M. Clay: Monsieur Donnelly, dans votre exposé liminaire, vous avez parlé d'une mise à jour de trois des chiffres du plan d'entreprise découlant d'initiatives du gouvernement étant intervenues après la préparation du sommaire. Vous avez corrigé l'un de ces chiffres. Pourriez-vous, pour que le dossier soit complet, corriger les deux autres?

M. Donnelly: Je croyais avoir rectifié au moins deux des trois chiffres, mais je veux bien apporter de nouvelles précisions pour éviter tout malentendu.

Tout d'abord, l'échéancier des réductions budgétaires touchant la R&D a été remanié. Nous devons subir une réduction de 25 millions de dollars, ce qui aurait donné un niveau de financement approuvé de quelque 131 millions de dollars. Le gouvernement a accepté le rééchelonnement pour cette année, mais nous n'avons pas encore de confirmation pour l'an prochain—ce qui aura pour effet de limiter la réduction à 10 millions de dollars et d'augmenter le budget de 15 millions de dollars.

Le gouvernement a également accepté de financer le programme CANDU-300 et se prépare à voter des crédits de 29 millions de dollars à ce poste.

Troisième modification: le gouvernement a accepté de participer cette année au déclassement de la centrale expérimentale d'énergie atomique, question qui n'était pas encore réglée l'année dernière, ce qui représente quelque 10 millions de dollars.

Voilà les trois changements auxquels je faisais allusion.

M. Clay: Faut-il en conclure que la centrale expérimentale d'énergie atomique aura désormais son budget transféré au fonds de déclassement, ou faudra-t-il revoir la question chaque année dans les prévisions budgétaires?

[Text]

[Translation]

• 1045

Mr. Donnelly: It is agreed that we will transfer the decommissioning fund, but we still have to look at next year's estimate in its own right.

Mr. Clay: In your remarks about the privatization of the Radiochemical Company in the medical products division, which you have assumed for planning purposes will take place on April 1, 1989, your corporate plan summary refers to the fact that AECL will not retain any proceeds of the sale nor any minority interest in either company. Is there anything that specifically prohibits AECL from benefiting from the privatization of these units?

Mr. Donnelly: Only the Finance Minister.

The Chairman: And he is bigger than both of us.

Mr. Clay: That answers that.

Do you have any comments on the approach the Americans have taken to site selection for their disposal unit, whereby, regarding the politics of the situation for the moment, they have selected the site and will now go ahead with studies of site characterization? It seems to be almost the reverse of what we are doing in Canada. Do you think there are any good or bad points to the approach the United States has taken?

Mr. Donnelly: I would not like to be facing their approach in Canada. I would not like to comment on their approach in the U.S., because my understanding of their own political situation, state and federal, is not of the highest. All I can say is I would not like to be dealing with their situation in the environment we have in Canada. I think our approach is right; I think it is soundly based, and will eventually yield a better result than theirs in terms of public acceptance and technology. But that is not to say that they will not be successful in developing a satisfactory depository. As a matter of process, I prefer ours to theirs. I would not like to be trying to deal with theirs in today's Canadian environment.

Mr. Clay: They would be in some difficulty if the site characterization process indicates that is not an appropriate location for a disposal facility.

In your corporate plan summary, you note that the NPD reactor was closed and decommissioning started two years earlier than expected. Why was NPD shut down two years earlier than expected?

Mr. Donnelly: In reviewing the pressure-tube situation, which we have talked about two or three times on this committee, we were faced either with a substantial repair or a shut-down. We decided that we should not continue operation without the repair, on the basis of probability of contamination. But the economics of NPD at 25 megawatts with a fairly substantial operating crew just did not warrant us repairing that unit over 18 months, even

M. Donnelly: Il est convenu que le budget sera transféré au fonds de déclassement, mais il nous faut malgré tout examiner les prévisions de l'exercice suivant de façon distincte.

M. Clay: Pour la privatisation de la Société radiochimique et de la division des produits médicaux, dont vous avez fixé la date au 1^{er} avril 1989, à des fins de planification, votre sommaire du plan d'entreprise montre que l'EACL n'obtiendra rien du produit de la vente ni ne conservera de participation minoritaire dans l'une ou l'autre entreprise. Qu'est-ce qu'y empêche l'EACL de tirer profit de la privatisation de ces sociétés?

M. Donnelly: Le ministre des Finances.

La présidente: Et il a plus de poids que nous deux à la fois.

M. Clay: Voilà ma réponse.

Auriez-vous des observations à faire sur la façon de procéder des Américains relativement au choix du lieu de décharge qui, pour des raisons politiques, ne donnera lieu qu'après coup à des études de caractérisation? Il semble que ce soit pratiquement l'inverse de ce que nous faisons au Canada. Voyez-vous des points forts ou des points faibles dans cette façon de procéder des États-Unis?

M. Donnelly: Personnellement, je ne voudrais pas être obligé d'adopter cette façon de procéder au Canada. J'hésite à me prononcer étant donné que ma connaissance de la situation politique américaine, tant au niveau des États qu'au niveau fédéral, est loin d'être parfaite. Tout ce que je puis dire, c'est que je n'aimerais pas me retrouver dans la même situation ici au Canada. À mon avis, notre façon de procéder est supérieure à la leur et aboutira, à terme, à de meilleurs résultats sur le plan de l'acceptation du public et de la technologie, ce qui ne veut pas dire que les Américains ne réussiront pas à trouver un dépôt satisfaisant. Du point de vue de la méthode, toutefois, je préfère notre façon de procéder. Je n'aimerais pas me voir contraint à justifier leur façon de procéder aux yeux des Canadiens.

M. Clay: Ils risquent de se retrouver dans le pétrin si les études de caractérisation montrent que le lieu n'est pas approprié comme décharge.

Dans votre sommaire de plan d'entreprise, vous signalez que la centrale expérimentale a été fermée et que le déclassement a commencé deux ans plus tôt que prévu. Pourquoi cette fermeture deux ans avant la date prévue?

M. Donnelly: Après avoir étudié la situation des tubes de force, dont nous avons parlé à deux ou trois reprises devant le Comité, il nous a fallu faire un choix: consentir à des réparations d'envergure ou fermer boutique. Nous avons décidé, pour des raisons de contamination possible, de ne pas poursuivre l'exploitation sans procéder à des réparations. Or, la rentabilité d'une centrale expérimentale de 25 mégawatts nécessitant une équipe

[Texte]

though it would give us another 20 years of life. The economics just were not there. It was built as a demonstration model. It served its purpose as a demonstration model, and we decided to close down rather than do the repair.

Mr. Clay: Do you have any comments on the safety implications of continuing to operate NPD with the hydrogen accumulation in its pressure tubes?

Mr. Donnelly: That was one of the examining factors. We should remind ourselves that the pressure tubes in NPD are different from the pressure tubes now at Pickering, Bruce, or Darlington. Safety considerations were definitely one of the factors in determining that we should not proceed without the repair, but we could have adequately re-tubed NPD. It is a unit we owned; it was governed by a service contract with Ontario Hydro; and there were just not the economics in it to continue in operation.

Mr. Clay: In your corporate plan summary, you refer to the success of AECL in developing a reactor business and a radioisotope business, and then you make the comment that several additional business initiatives are currently being developed that hold the promise of an equally successful future. Could you elaborate on which of those business initiatives you expect to be generating revenue for the company in the future?

• 1050

Mr. Donnelly: Yes, Madam Chairman, we decided, I think, about 1984 that, recognizing the core group that is required in a nuclear establishment and as dictated by the demands of the technology, we need a particular mix of scientists and engineers. Some of these get down to single skills in terms of a single electron physicist or something or other. You need this balance of skill, which gives you a balanced establishment required for your basic programs.

We determined that we could use some of these skills to promote spin-off technologies. The skills would still be retained within AECL, but they could be used part of their time in developing some new products and new services.

The process is quite an exciting one. It is quite a complex one in changing the culture and organization, which has been singularly tuned over 30 years to develop one product. We are trying to get involved in a multi-disciplinary approach to a number of products and services. We did introduce a process giving us an element of free rein or free thought to what had been a very

[Traduction]

d'exploitation assez considérable ne pouvait tout simplement pas justifier des réparations sur une période de plus de 18 mois, même si l'on pouvait espérer prolonger de 20 ans la durée de vie utile. L'opération n'était tout simplement pas rentable. Le réacteur n'était qu'un modèle de démonstration. Il avait servi à sa fin, et nous avons décidé de le mettre hors service plutôt que de procéder aux réparations.

M. Clay: Avez-vous des remarques à faire sur les incidences du point de vue de la sécurité de la poursuite de l'exploitation de la centrale expérimentale, alors que de l'hydrogène s'accumule dans les tubes de force?

M. Donnelly: C'est là justement un des facteurs déterminants. Il faut se rappeler que les tubes de force de la centrale expérimentale sont différents de ceux de Pickering, de Bruce ou de Darlington. La question de la sécurité est entrée en ligne de compte lorsque nous avons décidé de ne pas poursuivre l'exploitation sans procéder à des réparations. Mais il aurait été possible de refaire convenablement la tubulure de la centrale expérimentale. Le réacteur nous appartenait, il faisait l'objet d'un contrat de service avec Hydro-Ontario mais il n'était pas suffisamment rentable pour justifier les frais de réparations.

M. Clay: Dans votre sommaire de plan d'entreprise, il est question de la réussite d'EAEL au chapitre des ventes de réacteurs et de radio-isotopes. Plusieurs autres initiatives commerciales prometteuses seraient en outre envisagées. Pourriez-vous nous préciser quelles sont ces initiatives commerciales qui devraient produire des recettes pour la société dans l'avenir?

M. Donnelly: Madame la présidente, nous avons décidé vers 1984 qu'il nous fallait compter sur un nombre équilibré de scientifiques et d'ingénieurs comme équipe de base nécessaire à l'exploitation d'une centrale nucléaire, selon l'état actuel de la technologie. Certains de ces scientifiques sont d'ailleurs extrêmement spécialisés, leur champ d'intérêt se limitant à un type particulier d'électrons, par exemple. Mais il nous fallait cet équilibre de compétences pour assurer la poursuite de nos programmes de base.

Nous avons jugé qu'il convenait d'essayer de tirer parti de ces compétences pour mettre au point des technologies novatrices. Tout en demeurant rattachés à l'EAEL, les spécialistes pouvaient fort bien utiliser une partie de leur temps à mettre au point de nouveaux produits et de nouveaux services.

L'idée était exaltante. Elle supposait, toutefois, une évolution de la culture d'entreprise et de l'organisation, tournées exclusivement vers la réalisation d'un seul produit pendant plus de 30 ans. Nous essayons actuellement d'adopter des méthodes multidisciplinaires pour la mise au point de produits et de services. Nous avons instauré un nouveau climat de laissez-faire ou de

[Text]

closely controlled program before. We were very encouraged by the new ideas and some of the new products this has resulted in.

We some of these are still in the laboratory stage, some of them are in what we call the quasi-commercial stage whereby we are really just providing seed money for commercial development, and one or two of them have now reached the commercial exploitation stage.

A little example, but a very significant example in that it is one of the first ones we have done, is starting on April 1. We have encouraged one of our leading scientists, Dr. Ng, who developed a bubble detector for radiation detection—a very simple detector—to leave AECL and to form his own company based on that product. We have given him encouragement to do so and he has now established his own little business in selling these detectors worldwide.

We do project that business will grow quite substantially. We have a very strong royalty arrangement with him, which will recover from his sales and his own initiatives and entrepreneurship a fair amount of recovery for AECL. That business is now launched and, we believe, on its way to being a successful business—successful from the context that he has managed to obtain \$500,000 worth of new capital from venture capitalists into his business, which we would never have been able to do if he had set up a business within AECL. That is just one of our leading examples.

We have another business called SENSYS, which is really growing by leaps and bounds. This is sensitizing systems whereby, through an instrument we have developed for nuclear application to monitor iron content in our nuclear circuits, we have miniaturized this instrument and developed it to a point where it is now used as an online instrument for detecting iron in gas-carbon engines, diesel engines and other heavy rotating machinery. The detection of iron, of course, is the real determination for overhaul requirements or for wear.

We now have demonstration instruments flying with Air Canada and British Airways. We have them in the gas turbine compressors. This is, I think, the only instrument in the world today that will give you online readings of engine wear.

We have set this up as a little business unit and it is really growing by leaps and bounds. We hope to get it into a full public sector, if you like. We hope to retain very strong royalty connections with it because of the amount of money spent in the very near future. It has really quite significant growth opportunity developed from an instrument we at AECL produced for nuclear application.

[Translation]

liberté d'action qui s'oppose à ce qui avait cours auparavant. Nous sommes très encouragés par les nouvelles idées et certains des nouveaux produits auxquels le processus a abouti jusqu'à présent.

Certains de ces nouveaux produits en sont encore au stade expérimental, mais d'autres ont atteint l'étape quasi commerciale où il ne manque plus que des fonds de démarrage pour leur mise en marché. Un ou deux de ces produits ont même atteint l'étape commerciale proprement dite.

Voici un exemple modeste, mais qui revêt pour nous une importance considérable parce qu'il témoigne d'une nouvelle orientation. Il s'agit d'un projet qui s'est concrétisé le 1^{er} avril. Nous avons encouragé l'un de nos principaux scientifiques, M. Ng, qui avait mis au point un détecteur de bulles pour les radiations—de conception très simple—à quitter l'AECL pour former sa propre entreprise de commercialisation du produit. Il a répondu à notre invitation et, après avoir créé sa propre petite entreprise, il vend maintenant ces détecteurs partout dans le monde.

Nous sommes convaincus que ses affaires connaîtront un essor. Nous avons conclu avec lui un accord de versement de redevances extrêmement avantageux, qui permettra à l'AECL de récupérer sa mise de fonds à partir des ventes et des initiatives de ce nouveau chef d'entreprise. L'affaire est maintenant lancée et nous prévoyons qu'elle sera une réussite, d'autant plus que M. Ng a réussi à attirer 500,000\$ de capital de risque, ce qui aurait été impossible dans le cadre de l'AECL.

Nous avons une autre entreprise du nom de SENSYS, qui connaît une croissance phénoménale. Nous sommes partis d'un instrument mis au point pour contrôler la teneur en fer de nos circuits nucléaires, que nous avons miniaturisé et mis au point de manière à ce qu'il puisse servir d'instrument informatisé pour la détection de fer dans les moteurs à charbon actif, les moteurs diesel et d'autres machines rotatives lourdes. La détection du fer, naturellement, est primordiale lorsqu'il s'agit de décider de l'opportunité d'une mise au point ou de mesurer l'usure.

Quelques avions d'Air Canada et de British Airways sont actuellement munis de ces instruments, à titre de démonstration. Ceux-ci se trouvent dans les compresseurs des turbines à gaz. À ma connaissance, c'est le seul instrument au monde capable de transmettre à un ordinateur des mesures de l'usure d'un moteur.

Nous avons donc créé une petite entreprise indépendante, qui progresse à pas de géant. Nous espérons en faire une entreprise publique à part entière qui nous apportera d'importantes redevances pour compenser les sommes investies. C'est là un créneau imprévu pour un instrument mis au point à l'AECL pour une application nucléaire.

[Texte]

In the laboratory stage and a quite advanced laboratory stage, we have developed or are in the process of developing an air cleaner that could well find application in coal-fired power plants—here we are in a competitive business, helping our competitor—or in the clean-up of NO_x from motor car exhausts or in taking pathogens out of air-cleaning systems in large buildings, which of course, has become quite an issue.

• 1055

We are quite well down the road of developing this, again from an iodine scrubber that we developed for nuclear power plant accidents. That looks like quite an exciting development, and if this works the way we hope it will work, it should provide a very substantial. . . This would be coming from Dr. Ng's \$10 million a year to SENSYS, which might be \$100 million a year. This really looks to be a very significant business opportunity.

So that is a demonstration of the way we are using our technology. There are probably another five or six ideas coming through the system. Our idea is to make sure these can be spun off to give AECL some benefit and help the funding issues in the long term.

Mr. Clay: My last question is perhaps more of a comment. Given the anticipated privatization of the Radiochemical Company in the medical products division, your financial summary on page 5 would have been more useful if it had been broken down by your constituent companies so we could see which parts of the corporation to attribute some of these numbers to. Is there any reason why this was not done?

Mr. Donnelly: In both our statements, in our corporate plan tabling and in our annual statements, you will find we do not show profit and loss accounts for our subsidiary companies. In our annual statements we do break it down into power and radiochemical. There is no reason why we do not do that here, but we do not show individual profit and loss statements or individual balance sheets for any of our subsidiary operations.

Mr. Clay: I was just wondering why.

Mr. Donnelly: I think it is for two reasons. First, we do not have to, but that is a small reason; and second—

The Chairman: You do not want to.

Mr. Donnelly: Yes, we do not want to. Fundamentally, it gives information to our competitors that we do not really need to give. That is the sole reason, Madam Chairman.

I have offered from time to time to your committee—and I would offer it again—that if it is important for your committee to obtain any of this information, we are quite

[Traduction]

Par ailleurs, nous avons mis au point un purificateur d'air, qui se trouve à un stade expérimental avancé, qui pourrait bien trouver une application intéressante dans les centrales thermiques—même si cela doit aider nos concurrents—pour le filtrage des NO_x des gaz d'échappement des véhicules à moteur ou pour le filtrage des substances pathogènes des systèmes d'épuration des gros immeubles, qui ont fait beaucoup parler d'eux ces derniers temps, comme vous le savez.

La mise au point du dispositif en arrive aux dernières étapes et, une fois encore, nous sommes partis d'un épurateur d'iode mis au point en cas d'accidents dans une centrale nucléaire. Les perspectives, en tout cas, sont exaltantes et si tout va aussi bien que nous l'espérons, nous devrions encaisser un bénéfice substantiel. L'entreprise de M. Ng pourrait nous valoir 10 millions de dollars par an tandis que les redevances de SENSYS pourraient bien se chiffrer à 100 millions de dollars par an. Les perspectives, comme vous pouvez le constater, sont loin d'être négligeables.

C'est de cette façon que nous essayons de mettre notre technologie à contribution. Je pourrais vous faire part de cinq ou six autres idées issues du nouveau système. Notre but, c'est d'obtenir suffisamment de retombées de l'EACL pour financer les programmes à long terme.

M. Clay: Ma dernière question ressemble peut-être davantage à un commentaire. Compte tenu de la privatisation prévue de la Société radiochimique et de la division des produits médicaux, il aurait peut-être été plus utile de ventiler votre sommaire financier de la page 6 en fonction des sociétés constituantes, pour nous permettre de voir à quelle société se rapportent les chiffres. Y a-t-il une raison particulière expliquant pourquoi vous n'avez pas retenu cette possibilité?

M. Donnelly: Pour nos états financiers, que ce soit le plan d'entreprise ou les états annuels, nous ne présentons pas les comptes de résultats de nos filiales. Dans nos états annuels, cependant, nous distinguons entre l'énergie et la radiochimie. Il n'y a pas de raison particulière pour laquelle nous ne le faisons pas ici, si ce n'est que nous n'avons pas l'habitude de présenter les comptes de résultats ou les comptes de bilan de nos filiales.

M. Clay: Simple curiosité.

M. Donnelly: En fait, je pourrais donner deux raisons. La première, c'est que nous n'y sommes pas tenus, mais cette raison est secondaire. La seconde. . .

La présidente: C'est que vous n'y tenez pas.

M. Donnelly: C'est exact, nous n'y tenons pas. Ce serait fournir de l'information à nos concurrents, inutilement. C'est la seule raison, madame la présidente.

J'ai déjà offert à plusieurs reprises à votre Comité—et je réitère cette offre—de lui présenter à huis clos toute l'information qu'il aimerait obtenir à cet égard. Nous

[Text]

prepared to attend in camera and trust the committee's decision as to whether or not it makes it public. We have no problem with providing information to your committee.

The Chairman: I think we accept that, Dean.

Mr. Clay: Yes.

The Chairman: On behalf of the committee, I want to thank you, Mr. Donnelly, Mr. Veilleux, Mr. Lawson and Dr. Rosinger, for spending the morning with us, reviewing your corporate plan and answering some of our questions. Once again, I do thank you for your assistance with our study. We certainly appreciate your help.

As I mentioned before, we meet with Minister Merrithew on May 25 at 3.30 p.m., and we will visit Kanata on the morning of May 26. We will leave by bus from the front door of West Block at 8 a.m. and will return at 1.30 p.m. in time for Question Period.

We will have to book times for some in camera meetings with regard to our draft nuclear report. I think perhaps if I talked to you individually to see how our schedules fit, then I can get back to you for that particular issue.

The meeting is adjourned.

[Translation]

laisserions alors au Comité le soin de juger s'il convient ou non de rendre cette information publique. Nous n'hésiterions pas une seconde à fournir cette information à votre Comité.

La présidente: Nous n'en doutons pas, Dean.

M. Clay: Oui.

La présidente: Au nom du Comité, je vous remercie, monsieur Donnelly, monsieur Veilleux, monsieur Lawson et madame Rosinger de nous avoir consacré votre matinée à passer en revue votre plan d'entreprise et à répondre à nos questions. Encore une fois, je vous remercie pour votre contribution à notre étude. Nous vous sommes reconnaissants de cette aide.

Comme je le disais tout à l'heure, nous devons rencontrer le ministre Merrithew le 25 mai à 15h30, puis nous nous rendrons à Kanata le matin du 26 mai. Rendez-vous à la porte principale de l'Édifice de l'ouest à 8 heures, où nous attendra l'autobus. Nous serons de retour à 13h30, à temps pour la Période des questions.

Il nous faudra réserver des heures pour discuter à huis clos de notre projet de rapport sur l'énergie nucléaire. Je pourrais peut-être essayer de vous parler individuellement pour connaître votre emploi du temps, avant de vous proposer un nouvel horaire.

La séance est levée.

APPENDIX "MINE-3"

SUBMISSION TABLED BEFORE
THE STANDING COMMITTEE
ON ENERGY, MINES & RESOURCES

BY

MR. J. DONNELLY

OTTAWA
ROOM 253-D
CENTRE BLOCK

MAY 19, 1988
AT 9:00 AM

MADAME CHAIRMAN, MEMBERS OF THE COMMITTEE, IT IS WITH PLEASURE THAT I MEET YOU AGAIN TO REVIEW AND DISCUSS THE ISSUES FACED BY AECL AND THE STEPS BEING TAKEN TO MANAGE THEM. AS USUAL I HAVE WITH ME SEVERAL MEMBERS OF OUR EXECUTIVE STAFF TO ASSIST IN PROVIDING FULL RESPONSES TO YOUR QUESTIONS. ON MY FAR RIGHT IS MR. DON LAWSON, PRESIDENT OF CANDU OPERATIONS, DR. EVA ROSINGER, DIRECTOR, CONCEPT REVIEW, RESEARCH COMPANY AND MR. RON VEILLEUX, CORPORATE SECRETARY AND VICE-PRESIDENT CORPORATE RELATIONS.

MADAME CHAIRMAN, IT HAS BEEN MY USUAL PRACTICE AT THESE HEARINGS TO STRUCTURE MY OPENING REMARKS ALONG THE LINES OF A BRIEF SUMMARY OF WHAT AECL IS AND DOES, A REVIEW OF THE PROBLEMS AND OPPORTUNITIES FACING THE COMPANY AND THE NUCLEAR INDUSTRY AS A WHOLE, AND FINALLY, AND IN THE CONTEXT OF THE MAIN ESTIMATES, A DISCUSSION OF WHAT WE ARE DOING TO MEET THE CHALLENGES WE FACE. HOWEVER, YOU AND YOUR COMMITTEE HAVE RECENTLY VISITED A NUMBER OF NUCLEAR AND NUCLEAR-RELATED FACILITIES, BOTH HERE AND ABROAD, AND HAVE UNDOUBTEDLY DISCUSSED WITH MANY KNOWLEDGEABLE PEOPLE SUCH QUESTIONS AS ELECTRICITY SUPPLY/DEMAND PROJECTIONS AND THE TIMING OF NEW ORDER PLACEMENTS, THE ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL COMPETITIVENESS OF NUCLEAR ENERGY, THE RETENTION OF OUR INDUSTRY'S CAPACITY TO RESPOND TO NEW ORDERS, AND SO ON. IN SHORT, I SUSPECT THAT YOU HAVE ALREADY HEARD SEVERAL TIMES OVER RECENTLY MUCH OF WHAT I WOULD NORMALLY SAY IN THE FIRST PART OF MY OPENING REMARKS.

I DO NOT INTEND TO BURDEN YOU TODAY WITH A FURTHER REPETITION.

OVER THE LAST TWELVE MONTHS THERE HAVE BEEN SEVERAL IMPORTANT REPORTS ISSUED WHICH BEAR UPON THE FUTURE OF NUCLEAR ENERGY. I WOULD LIKE, FOR A FEW MINUTES, TO REVIEW WHAT I BELIEVE ARE THE ESSENTIAL FINDINGS OF SOME OF THEM.

PERHAPS THE MOST BASIC OF ALL IS OUR COMMON FUTURE, THE REPORT OF THE WORLD COMMISSION ON ENVIRONMENT AND DEVELOPMENT - THE "BRUNDTLAND REPORT". THIS STUDY WAS SET UP BY THE UNITED NATIONS IN 1983 TO EXAMINE CRITICAL ENVIRONMENTAL AND DEVELOPMENT PROBLEMS IN THE WIDEST OF CONTEXTS. A STATEMENT MADE IN THE CONCLUDING COMMENTS OF THE CHAPTER ON ENERGY (P.202) IS REFLECTIVE OF THE COMMISSION'S VIEWS, BOTH ON ENERGY, AND ON OTHER ASPECTS OF WORLD DEVELOPMENT - "A SAFE, ENVIRONMENTALLY SOUND, AND ECONOMICALLY VIABLE ENERGY PATHWAY THAT WILL SUSTAIN HUMAN PROGRESS INTO THE DISTANT FUTURE IS CLEARLY IMPERATIVE". THE BASIC CHALLENGES FOR US ARE ALL CONTAINED IN THIS SINGLE STATEMENT - SAFETY, ENVIRONMENTAL SOUNDNESS, ECONOMIC VIABILITY, AND SUSTAINABILITY INTO THE DISTANT FUTURE.

MADAME CHAIRMAN, I SUGGEST THAT THESE ARE EXACTLY THE OBJECTIVES ADOPTED BY OUR INDUSTRY FROM ITS INCEPTION AND

OFFER MY BELIEF THAT, IN THE CANDU REACTOR SYSTEM, WE HAVE SUBSTANTIALLY BEGAN TO MEET THESE OBJECTIVES.

TO SUPPORT THIS CONTENTION I MAY REFER TO SEVERAL OTHER REPORTS PUBLISHED THIS YEAR.

FOLLOWING CHERNOBYL THE INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY OFFERED TO ASSEMBLE GROUPS OF EXPERTS TO REVIEW AND COMMENT UPON THE SAFETY AND EFFECTIVENESS OF THE HUMAN-INTERACTIVE SYSTEMS AND PROCEDURES IN USE AT OPERATING NUCLEAR POWER PLANTS. ONE SUCH TEAM WAS INVITED TO PICKERING LAST SUMMER. ALTHOUGH THE TEAM'S REPORT SUGGESTED SOME FINE TUNING WOULD BE APPROPRIATE IN A FEW AREAS, THE OVERWHELMING ASSESSMENT WAS THAT CANDU OPERATIONS SAFETY PRACTICES AS EXEMPLIFIED BY ONTARIO HYDRO, WERE EXCELLENT AND COULD IN MANY ASPECTS SERVE AS A MODEL FOR THE REST OF THE WORLD.

HOWEVER, HUMAN OPERATING FACTORS ARE ONLY ONE ELEMENT OF THE FULL SAFETY PICTURE. THE TECHNICAL ASPECTS ARE OF COURSE EQUALLY IMPORTANT. JUST LAST MONTH THE ONTARIO NUCLEAR SAFETY REVIEW, OR, AS OFTEN REFERRED TO, THE HARE COMMISSION REPORT, WAS RELEASED. DR. KENNETH HARE, PROFESSOR EMERITUS, UNIVERSITY OF TORONTO, CHANCELLOR OF TRENT UNIVERSITY, HAS CONDUCTED PERHAPS THE MOST EXHAUSTIVE REVIEW OF CANDU SAFETY YET, STARTING WITH THE DESIGN

PHILOSOPHY AND WORKING RIGHT THROUGH THE ENGINEERING, MANUFACTURING AND OPERATING PHASES OF ONTARIO'S CANDU POWER PLANTS, INCLUDING THE REGULATORY AND PUBLIC IMPACTS AT EACH OF THESE PHASES. NOT CONTENT WITH DATA AND INFORMATION PRESENTED TO HIM, DR. HARE COMMISSIONED STUDIES OF HIS OWN BY INDEPENDENT EXPERTS. WITH REGARD TO SAFETY DR. HARE WAS UNEQUIVOCAL. HE CONCLUDED THAT THE CHANCES OF A MAJOR ACCIDENT ARE EXTREMELY REMOTE, AND FURTHER, THAT THE CONTAINMENT SYSTEMS ARE SUCH THAT EVEN IF ONE DID OCCUR IT IS HIGHLY UNLIKELY THAT IT WOULD HAVE ANY IMPACT OF CONSEQUENCE ON THE SURROUNDING PUBLIC OR ENVIRONMENT.

FINALLY, WITH RESPECT TO SAFETY AND THE ENVIRONMENT, IN THIS CASE AT THE TAIL-END OF THE FUEL CYCLE, I SHOULD MENTION THE 11TH HOUR, THE REPORT OF THE STANDING COMMITTEE ON ENVIRONMENT AND FORESTRY TABLED LAST JANUARY. WHILE MANY OF THE RECOMMENDATIONS OF THIS COMMITTEE DESERVE CONSIDERATION I BELIEVE THAT UNDERLYING A PART OF THE COMMITTEE'S POSITION THERE SEEMS TO BE THE FALLACIOUS ASSUMPTION THAT THE MANAGEMENT OF NUCLEAR WASTES PRESENTS AN UNSOLVED, AND PERHAPS UNSOLVABLE TECHNICAL PROBLEM. MADAME CHAIRMAN, A FEW YEARS AGO I WAS CHASTISED BY SOME FOR SAYING THAT THE MANAGEMENT OF THESE WASTES REPRESENTS A PUBLIC RELATIONS PROBLEM, NOT A TECHNICAL PROBLEM. I STILL HOLD THIS VIEW. MOTHER NATURE HAS ALREADY ILLUSTRATED WHAT CAN BE DONE. FOR EXAMPLE, THE HIGH-GRADE URANIUM ORE BODY AT

CIGAR LAKE IN SASKATCHEWAN, HAS REMAINED INTACT FOR 1.3 BILLION YEARS IN A SATURATED GROUND-WATER ENVIRONMENT. A MORE STRIKING CASE IS THE OKLO PHENOMENON IN WEST AFRICA WHERE, ABOUT TWO BILLION YEARS AGO, NATURALLY-OCCURRING REACTORS WERE CREATED IN RICH URANIUM DEPOSITS AND WERE ACTIVE OVER A PERIOD OF 100,000 TO 600,000 YEARS. THE "USED" FUEL FROM THESE REACTORS HAS REMAINED ESSENTIALLY AT ITS POINT OF ORIGIN FOR TWO BILLION YEARS. SURELY, IF MOTHER NATURE CAN CONTAIN THESE PRODUCTS ALL BY HERSELF, IT IS NOT BEYOND THE WIT OF MAN TO FIGURE OUT HOW SHE DID IT, GIVE HER AN ASSIST WHERE WE CAN, AND BE CONFIDENT OF THE RESULTS FOR THE FEW HUNDRED YEARS THAT ARE OF CONCERN TO US.

I WOULD LIKE TO MENTION YET ANOTHER REPORT PUBLISHED THIS YEAR - THAT OF THE INTERNATIONAL CHAMBER OF COMMERCE'S COMMISSION ON ENERGY. THIS COMMISSION COMPRISES 80 EXPERTS FROM PRIVATE INDUSTRY AND PUBLIC UTILITIES IN 29 INDUSTRIALIZED AND DEVELOPING COUNTRIES. AMONG THE POINTS THE REPORT MAKES ARE:

- "COMMERCIAL NUCLEAR ENERGY HAS AN OUTSTANDING SAFETY RECORD; THE CHERNOBYL ACCIDENT HAS NOT AFFECTED THIS APPRAISAL",
- "NUCLEAR ENERGY HAS PROVED ITS COMPETITIVENESS" (AND HAS)

- "DEMONSTRATED ITS ADVANTAGE IN LIMITING OVERALL ENVIRONMENTAL POLLUTION"

FINALLY, I SHOULD MAKE NOTE OF A REPORT THAT IS NOT YET ISSUED - THAT OF THE ENERGY OPTIONS STUDY COMMISSIONED BY MINISTER MASSE AND DIRECTED BY MR. THOMAS KIERANS. I HAVE NO WAY OF KNOWING WHAT MR. KIERANS WILL ULTIMATELY SAY IN HIS REPORT, HOWEVER I WOULD BE VERY SURPRISED IF HE DID NOT CONCLUDE THAT NUCLEAR ENERGY SHOULD REMAIN A VITAL COMPONENT OF OUR FUTURE ENERGY MIX.

WHAT DO ALL THESE REPORTS TELL US? BASICALLY ONE THING I BELIEVE, THAT NUCLEAR ENERGY, AND PARTICULARLY CANDU NUCLEAR ENERGY, MEETS THE CRITERIA OF THE BRUNDTLAND REPORT - IT IS SAFE, ENVIRONMENTALLY SOUND, ECONOMICALLY COMPETITIVE, AND SUSTAINABLE INTO THE FUTURE. FROM THIS IT FOLLOWS THAT NUCLEAR ENERGY NOT JUST CAN, BUT SHOULD, BE EXPLOITED TO THE FULLEST.

A LARGE PORTION OF THE GENERAL PUBLIC REMAINS UNCONVINCED; HOWEVER AN EVEN LARGER PORTION, INDEED THE SIGNIFICANT MAJORITY OF CANADIANS, CLEARLY WANT TO KNOW MORE ABOUT THE WHY'S AND WHEREFORE'S OF OUR WORK. THIS DESIRE HAS BEEN RECOGNIZED AND IS BEING RESPONDED TO BY THE CANADIAN NUCLEAR ASSOCIATION. YOU HAVE PROBABLY SEEN SOME OF THE CNA SPONSORED ADVERTISEMENTS ON TV OR IN MAGAZINES

RECENTLY, I AM INFORMED THAT THE RESPONSE TO THESE ADS HAS BEEN VERY GOOD, AND HAS RESULTED IN THOUSANDS OF REQUESTS FOR FURTHER INFORMATION. I BELIEVE YOU HAVE SEEN THE PACKAGES THAT ARE SENT OUT.

THE CASE FOR USING NUCLEAR ENERGY HAS ALWAYS BEEN STRONG. OVER THE PAST YEAR WE HAVE SEEN, THROUGH THE REPORTS I HAVE CITED, AN EVEN FURTHER STRENGTHENING OF THAT CASE. IT REMAINS, HOWEVER, TO BUILD BROADER PUBLIC KNOWLEDGE AND THROUGH THIS, A GENERAL ACCEPTANCE OF NUCLEAR ENERGY.

MADAME CHAIRMAN, I MUST CONFESS THAT WHILE I WAS GOING OVER MY NOTES IN PREPARATION FOR MY TALK THE THOUGHT OCCURRED THAT SOMEONE HEARING IT MIGHT WELL ASK, "GIVEN ALL THESE REPORTS AND STUDIES AND THE CONSISTENT CONCLUSIONS THEY ALL SEEM TO REACH, WHY, PRAY TELL, IS YOUR PARLIAMENTARY COMMITTEE CONDUCTING YET ANOTHER REVIEW?" IN MY JUDGEMENT THERE ARE SOLID REASONS FOR YOUR DOING SO.

IF I MAY MAKE THE ASSUMPTION THAT YOUR ULTIMATE CONCLUSIONS ON THE SAFETY, ACCEPTABILITY, AND VALUE OF NUCLEAR ENERGY ARE ALSO CONSISTENT WITH PREVIOUS STUDIES, YOU WILL HAVE ADDITIONAL RESPONSIBILITIES WHICH OTHER GROUPS DID NOT HAVE. OTHERS HAVE SAID, IN ESSENCE, SIMPLY THAT THE TECHNOLOGY IS VALUABLE NOW AND IN THE FUTURE, AND SHOULD BE

RETAINED. YOU WILL HAVE TO GO FURTHER. YOU WILL HAVE TO REVIEW THE RESOURCES WE CAN BRING TO BEAR ON THIS OBJECTIVE, TO ASSESS THEIR ADEQUACY FOR THE JOB, TO RECOMMEND ON CHANGES IN THE RESOURCE LEVELS AND RESOURCE SOURCES IF YOU DEEM THEM NECESSARY, AND TO ASSESS THE COSTS AND BENEFITS OF ALL OF THIS IN A NATIONAL CONTEXT THAT GOES BEYOND ENERGY SUPPLIES TO INCLUDE ELEMENTS OF INDUSTRIAL DEVELOPMENT STRATEGY. THESE FACTORS HAVE BY AND LARGE NOT BEEN CONSIDERED BY OTHERS, AND, ESPECIALLY IN A PERIOD OF SLOW MARKETS AND TIGHT FINANCES, ARE LIKELY TO PROVE THE MOST DIFFICULT MATTERS TO DEAL WITH.

MADAME CHAIRMAN, HAVING BROUGHT UP THE ISSUE OF DOLLARS AND HOW THEY ARE USED, IT SEEMS APPROPRIATE THAT I NOW TURN TO OUR MAIN ESTIMATES AND OUR PLANS FOR THE COMING YEARS.

BY WAY OF INTRODUCTION I WISH TO NOTE THAT AECL EXPECTS TO AGAIN REPORT A PROFITABLE POSITION IN RESPECT OF ITS COMMERCIAL OPERATIONS FOR THE FISCAL YEAR JUST ENDED. YOU WILL UNDERSTAND THAT THE AUDIT PROCESS IS NOT YET COMPLETED AND THAT IT WOULD BE IMPROPER TO COMMENT IN MUCH DETAIL ON OUR 1987/88 FINANCIAL STATEMENTS AT THIS TIME.

WITH RESPECT TO THE FUTURE, THE CORPORATE PLAN SUMMARY PROVIDES A SNAPSHOT OF THE CENTRAL ISSUES WE MUST ADDRESS. IN PARTICULAR, THE HIGHLIGHTS (PAGE 3 IN BOTH ENGLISH AND

FRENCH TEXTS) PRESENTS THE FOUR KEY ASSUMPTIONS THAT ARE CONTAINED IN THIS YEAR'S PLAN. THE FIRST THREE GO DIRECTLY TO THE FINANCIAL RESOURCES REQUIRED TO MAINTAIN OUR CAPABILITIES. I AM PLEASED TO INDICATE TO YOU THAT THE GOVERNMENT HAS CONSIDERED OUR POSITION AND HAS SUBSTANTIALLY AGREED TO OUR PROPOSALS FOR 1988/89. THE MAIN ESTIMATES NUMBERS DO NOT REFLECT THESE LATER ADJUSTMENTS, HOWEVER I AM PREPARED TO RECONCILE THE TWO DURING THE QUESTION PERIOD IF YOU WISH. THE PRIVATIZATION OF THE RADIOCHEMICAL COMPANY AND THE MEDICAL PRODUCTS DIVISION IS ASSUMED TO TAKE EFFECT AS OF APRIL 1, 1989. WHILE THIS IS OUR ASSUMPTION FOR PLANNING PURPOSES I WOULD NOTE THAT THE PROCESS IS IN THE HANDS OF THE GOVERNMENT'S PRIVATIZATION TASK FORCE AND NOT UNDER AECL MANAGEMENT. I UNDERSTAND THAT THIS COMMITTEE WILL IN FACT VISIT THESE SITES NEXT WEEK. I'M SURE YOU'LL FIND THEM INTERESTING.

MORE GENERALLY WITH RESPECT TO THE FUTURE I MUST TELL YOU THAT I REGARD IT WITH OPTIMISM, CAUTIOUS OPTIMISM TO BE SURE, BUT OPTIMISM NONETHELESS. AECL WILL CONTINUE TO FACE DIFFICULT TIMES BUT WE HAVE EXCITING NEW PRODUCTS ON THE WAY SUCH AS THE CANDU 300. MOREOVER, NEW PRODUCTS SUCH AS SLOWPOKE AND OTHERS IN THE PIPELINE WILL BEGIN TO MAKE THEIR MARKS IN THE NEXT FEW YEARS. I BELIEVE THE BASIC GROUNDWORK HAS BEEN LAID FOR THE COMPANY TO EMBARK INTO A NEW ERA WHICH WILL BE CHARACTERIZED BY A HIGH QUALITY MAJOR PRODUCT LINE

COUPLED WITH MUCH MORE DIVERSIFIED INTERESTS THAN WE HAD DURING OUR EARLY YEARS. MADAME CHAIRMAN, I BELIEVE AECL'S CONTRIBUTIONS TO CANADA'S INDUSTRIAL DEVELOPMENT ARE JUST BEGINNING.

MADAME CHAIRMAN, WITH YOUR PERMISSION I WILL END MY REMARKS ON A PERSONAL NOTE. YOU ARE NO DOUBT AWARE THAT I WILL BE RETIRING FROM AECL THIS YEAR AND THAT THIS WILL LIKELY BE MY LAST FORMAL APPEARANCE BEFORE YOUR COMMITTEE. I HAVE APPEARED BEFORE SEVERAL COMMITTEES AND OTHER ENQUIRY BODIES DURING MY TIME AT AECL AND WISH TO SAY THAT NONE HAS GIVEN ME MORE PLEASURE THAN THE TIME SPENT HERE. THIS DOES NOT MEAN YOUR QUESTIONS HAVE BEEN EASY. RATHER IT IS AN OBSERVATION ON THE FAIRNESS OF YOUR DELIBERATIONS, AND PARTICULARLY, ON YOUR DESIRE TO GET THE FACTS THROUGH FIRST HAND KNOWLEDGE, AND YOUR WILLINGNESS TO EXPEND THE CONSIDERABLE TIME AND EFFORT REQUIRED TO DO THIS. WE IN THE NUCLEAR INDUSTRY WELCOME THIS APPROACH AND ONLY WISH OTHERS WHO TAKE AN INTEREST IN OUR WORK WOULD DO LIKEWISE.

THANK YOU.

APPENDICE «MINE-3»

DOCUMENT SOUMIS
AU COMITÉ PERMANENT DE
L'ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES

PAR

M. J. DONNELLY

OTTAWA
PIÈCE 371
ÉDIFICE DE L'OUEST

LE 19 MAI 1988
A 9H00

MADAME LA PRÉSIDENTE, MEMBRES DU COMITE, JE SUIS HEUREUX DE VOUS REVOIR POUR PASSER EN REVUE ET DISCUTER LES DOSSIERS DE L'EACL ET LES MESURES QUE NOUS PRENONS POUR LES GÉRER. COMME D'HABITUDE, JE SUIS ACCOMPAGNÉ DE PLUSIEURS MEMBRES DE NOTRE PERSONNEL DE DIRECTION, QUI SONT LÀ POUR M'AIDER À BIEN RÉPONDRE À VOS QUESTIONS. À MON EXTRÊME DROITE, JE VOUS PRÉSENTE M. DON LAWSON, PRÉSIDENT DES OPÉRATIONS CANDU, PUIS DR. EVA ROSINGER, DIRECTEUR, REVUE DES CONCEPTS, SOCIÉTÉ DE RECHERCHE, ET M. RON VEILLEUX, SECRÉTAIRE GÉNÉRAL ET VICE-PRÉSIDENT, RELATIONS DE L'ENTREPRISE.

MADAME LA PRÉSIDENTE, J'AI L'HABITUDE, LORS DE CES AUDIENCES, DE STRUCTURER MON EXPOSÉ EN FONCTION D'UN BREF RÉSUMÉ DE CE QU'EST ET DE CE QUE FAIT L'EACL, D'UNE REVUE DES PROBLÈMES ET OCCASIONS QUI SE PRÉSENTENT POUR LA SOCIÉTÉ ET POUR L'ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ET ENFIN, ET DANS LE CONTEXTE DU BUDGET PRINCIPAL DES DÉPENSES, D'UN EXAMEN DE CE QUE NOUS FAISONS POUR RELEVER LES DÉFIS QUE NOUS AFFRONTONS. MAIS VOUS AVEZ RÉCEMMENT, AVEC VOTRE COMITÉ, VISITÉ UN CERTAIN NOMBRE DE CENTRES NUCLEAIRES ET INSTALLATIONS CONNEXES, TANT AU CANADA QU'À L'ÉTRANGER, ET AVEZ SANS DOUTE DISCUTÉ, AVEC DE NOMBREUSES PERSONNES BIEN INFORMÉES, DE QUESTIONS COMME LES PROJECTIONS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ ET LE CALENDRIER DES NOUVELLES COMMANDES, LA COMPÉTITIVITÉ ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, LE MAINTIEN DE LA CAPACITÉ DE NOTRE INDUSTRIE DE REMPLIR DE NOUVELLES COMMANDES, ET AINSI DE

SUITE. BREF, JE SOUPÇONNE QUE VOUS AVEZ DÉJÀ ENTENDU PLUSIEURS FOIS DEPUIS QUELQUE TEMPS UNE BONNE PART DE CE DONT JE VOUS ENTRETIENDRAIS NORMALEMENT DANS LA PREMIÈRE PARTIE DE MON EXPOSÉ, JE NE VAIS DONC PAS VOUS ENNUYER AUJOURD'HUI EN LE RÉPÉTANT UNE FOIS DE PLUS.

PLUSIEURS RAPPORTS IMPORTANTS PUBLIÉS AU COURS DES DOUZE DERNIERS MOIS CONCERNENT L'AVENIR DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE. J'AIMERAI PRENDRE QUELQUES MINUTES POUR VOUS EXPOSER LES CONSTATATIONS ESSENTIELLES, À MES YEUX, DE CERTAINS D'ENTRE EUX.

LE PLUS FONDAMENTAL DE TOUS EST SANS DOUTE OUR COMMON FUTURE, SOIT LE RAPPORT DE LA COMMISSION MONDIALE SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT - LE "RAPPORT BRUNDTLAND". LES NATIONS UNIES ONT COMMANDÉ CETTE ÉTUDE EN 1983 POUR EXAMINER LES PROBLÈMES CRITIQUES D'ENVIRONNEMENT ET DE DÉVELOPPEMENT DANS LE PLUS VASTE DES CONTEXTES. UNE DÉCLARATION QUE L'ON RETROUVE DANS LES CONCLUSIONS DU CHAPITRE SUR L'ÉNERGIE (P. 202) TRADUIT BIEN LES VUES DE LA COMMISSION, TANT SUR L'ÉNERGIE QUE SUR LES AUTRES ASPECTS DU DÉVELOPPEMENT MONDIAL : "IL EST ABSOLUMENT IMPÉRIEUX DE PRÉVOIR UNE VOIE ÉNERGÉTIQUE SÛRE, RESPECTUEUSE DE L'ENVIRONNEMENT ET ÉCONOMIQUEMENT VIABLE QUI SOIT SUSCEPTIBLE DE SOUTENIR LE PROGRÈS DE L'HOMME JUSQUE DANS UN AVENIR ÉLOIGNÉ." LES DÉFIS FONDAMENTAUX QUE NOUS DEVRONS

RELEVER SE TROUVENT TOUS DANS CETTE SEULE AFFIRMATION :
SÉCURITÉ, RESPECT DE L'ENVIRONNEMENT, VIABILITÉ ÉCONOMIQUE
ET VIABILITÉ POUR L'AVENIR ÉLOIGNÉ.

MADAME LA PRÉSIDENTE, TELS SONT, JE PENSE, EXACTEMENT
LES OBJECTIFS QUE S'EST DONNÉS NOTRE INDUSTRIE DEPUIS SES
DÉBUTS ET J'AI LA CONVICTION QUE, DANS LE FILIÈRE DU
RÉACTEUR CANDU, NOUS SOMMES DÉJÀ EN BONNE VOIE DE LES
RÉALISER.

POUR APPUYER MES DIRES, PERMETTEZ-MOI DE FAIRE ÉTAT DE
PLUSIEURS AUTRES RAPPORTS PUBLIÉS CETTE ANNÉE.

APRÈS TCHERNOBYL, L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE
ATOMIQUE A OFFERT DE RÉUNIR DES GROUPES D'EXPERTS CHARGÉS
D'EXAMINER ET DE COMMENTER LA SÉCURITÉ ET L'EFFICACITÉ DES
SYSTÈMES ET PROCÉDURES D'INTERACTION HUMAINE EN VIGUEUR DANS
LES CENTRALES NUCLÉAIRES EN EXPLOITATION. UNE DE CES
ÉQUIPES A ÉTÉ INVITÉE À PICKERING L'ÉTÉ DERNIER. DANS SON
RAPPORT, ELLE A EXPRIMÉ L'AVIS QU'IL Y AURAIT CERTAINS
AJUSTEMENTS À APPORTER DANS CERTAINS DOMAINES, MAIS ELLE N'A
PAS HÉSITÉ À AFFIRMER QUE LES PRATIQUES DE SÉCURITÉ DES
OPERATIONS CANDU CONSTATÉES À L'ONTARIO HYDRO SONT
EXCELLENTES ET POURRAIENT À BIEN DES ÉGARDS SERVIR DE MODÈLE
AU RESTE DU MONDE.

MAIS LES FACTEURS HUMAINS NE SONT QU'UN ÉLÉMENT DE L'ENSEMBLE DU TABLEAU DE LA SÉCURITÉ. LES ASPECTS TECHNIQUES SONT, BIEN SÛR, TOUT AUSSI IMPORTANTS. LE MOIS DERNIER, L'ÉTUDE SUR LA SÉCURITÉ DES CENTRALES NUCLÉAIRES, OU, COMME ON LE DÉSIGNE SOUVENT, LE RAPPORT DE LA COMMISSION HARE, A ÉTÉ PUBLIÉE. M. KENNETH HARE, PROFESSEUR ÉMÉRITE À L'UNIVERSITÉ DE TORONTO ET CHANCELIER DE L'UNIVERSITÉ TRENT, A EFFECTUÉ LA REVUE PEUT-ÊTRE LA PLUS EXHAUSTIVE JAMAIS FAITE JUSQU'À MAINTENANT DE LA SÉCURITÉ DU CANDU, À PARTIR DES PRINCIPES DE CONCEPTION JUSQU'AUX ÉTAPES DE L'INGÉNIERIE, DE LA FABRICATION ET DE L'EXPLOITATION DES CENTRALES CANDU DE L'ONTARIO, SANS OUBLIER LES INCIDENCES DE LA RÉGLEMENTATION ET DES RETOMBÉES PUBLIQUES À CHACUNE DE CES ÉTAPES. INSATISFAIT DES DONNÉES ET DES RENSEIGNEMENTS QUI LUI ONT ÉTÉ PRÉSENTÉS, M. HARE A COMMANDÉ SES PROPRES ÉTUDES À DES EXPERTS INDÉPENDANTS. EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ, M. HARE A ÉTÉ NON ÉQUIVOQUE. IL A CONCLU QUE LA POSSIBILITÉ D'UN ACCIDENT MAJEUR EST EXTRÊMEMENT ÉLOIGNÉE ET QU'EN OUTRE LES SYSTÈMES DE CONFINEMENT SONT TELS QU'UN ACCIDENT N'AURAIT TRÈS VRAISEMBLABLEMENT PAS DE CONSÉQUENCES SUR LE PUBLIC OU L'ENVIRONNEMENT.

ENFIN, POUR CE QUI EST DE LA SÉCURITÉ ET DE L'ENVIRONNEMENT, EN L'OCCURRENCE À LA FIN DU CYCLE DU COMBUSTIBLE, JE DEVRAIS MENTIONNER LA 11^E HEURE A SONNÉ, QUI EST LE RAPPORT DU COMITÉ PERMANENT DE L'ENVIRONNEMENT ET DES

FORÊTS, DÉPOSÉ EN JANVIER DERNIER. UN GRAND NOMBRE, BIEN SÛR, DES RECOMMANDATIONS DE CE COMITÉ MÉRITENT QU'ON S'Y ARRÊTE, MAIS J'ESTIME QUE LA POSITION DU COMITÉ S'APPUIE EN PARTIE SUR UNE HYPOTHÈSE ERRONÉE, SOIT QUE LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES PRÉSENTE UN PROBLÈME TECHNIQUE NON RÉSOLU ET PEUT-ÊTRE INSOLUBLE. MADAME LA PRÉSIDENTE, IL Y A QUELQUES ANNÉES, JE ME SUIS FAIT SEMONCER POUR AVOIR DÉCLARÉ QUE LA GESTION DE CES DÉCHETS EST UN PROBLÈME DE RELATIONS PUBLIQUES PLUTÔT QU'UN PROBLÈME TECHNIQUE, JE N'AI PAS CHANGÉ D'IDÉE SUR CE POINT. LA NATURE A DÉJÀ ILLUSTRÉ CE QUI PEUT ÊTRE FAIT. PAR EXEMPLE, LE GISEMENT DE MINÉRAI À FORTE TENEUR D'URANIUM À CIGAR LAKE EN SASKATCHEWAN EST DEMEURÉ INTACT PENDANT 1,3 MILLIARD D'ANNÉES DANS UN ENVIRONNEMENT SATURÉ D'EAU SOUTERRAINE. UN EXEMPLE ENCORE PLUS FRAPPANT EST CELUI DU PHÉNOMÈNE D'OKLO EN AFRIQUE OCCIDENTALE, OÙ, IL Y A QUELQUE DEUX MILLIARDS D'ANNÉES, DES RÉACTEURS NATURELS ONT ÉTÉ CRÉÉS DANS DE RICHES GISEMENTS D'URANIUM ET SONT RESTÉS ACTIFS PENDANT UNE PÉRIODE DE 100 000 À 600 000 ANS. LE COMBUSTIBLE "ÉPUISÉ" DE CES RÉACTEURS EST DEMEURÉ ESSENTIELLEMENT À SON POINT D'ORIGINE PENDANT DEUX MILLIARDS D'ANNÉES. CERTES, SI LA NATURE PEUT CONTENIR CES PRODUITS PAR SES PROPRES MOYENS, IL EST À LA PORTÉE DE L'HOMME DE VOIR COMMENT ELLE L'A FAIT, DE LUI DONNER UN COUP DE POUCE LORSQUE C'EST POSSIBLE ET D'AVOIR CONFIANCE DANS LES RÉSULTATS POUR LES QUELQUES CENTAINES D'ANNÉES À VENIR QUI NOUS INTÉRESSENT.

J'AIMERAIS MENTIONNER ENCORE UN AUTRE RAPPORT PUBLIÉ CETTE ANNÉE - CELUI DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE LA CHAMBRE DE COMMERCE INTERNATIONALE. CETTE COMMISSION REGROUPE 80 EXPERTS DE L'ENTREPRISE PRIVÉE ET DES SERVICES PUBLICS DE 29 PAYS INDUSTRIALISÉS ET EN DÉVELOPPEMENT. SON RAPPORT FAIT NOTAMMENT VALOIR QUE :

- L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE COMMERCIALE PRÉSENTE UNE FICHE DE SÉCURITÉ EXCEPTIONNELLE; L'ACCIDENT DE TCHERNOBYL N'A RIEN CHANGÉ À CETTE APPRÉCIATION;
- L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE A PROUVÉ SA COMPÉTITIVITÉ; ET
- L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE A FAIT LE PREUVE DE L'AVANTAGE QU'ELLE PRÉSENTE EN MATIÈRE DE LIMITATION DE LA POLLUTION ENVIRONNEMENTALE GLOBALE.

ENFIN, JE DEVRAIS MENTIONNER UN RAPPORT QUI N'EST PAS ENCORE PARU - CELUI DE L'ÉTUDE SUR LA CONFLUENCE ÉNERGÉTIQUE COMMANDÉE PAR LE MINISTRE MASSE ET DIRIGÉE PAR M. THOMAS KIERANS. JE N'AI PAS LA MOINDRE IDÉE DE CE QUE M. KIERANS FINIRA PAR ÉCRIRE DANS SON RAPPORT, MAIS JE SERAIS DES PLUS SURPRIS QU'IL N'EN ARRIVE PAS À LA CONCLUSION QUE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE DOIT DEMEURER UN COMPOSANTE ESSENTIELLE DE NOS MOYENS ÉNERGÉTIQUES FUTURS.

QUE SIGNIFIENT POUR NOUS TOUS CES RAPPORTS?

FONDAMENTALEMENT, À MES YEUX, QUE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, ET PARTICULIÈREMENT L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE DU CANDU, RÉPOND AUX CRITÈRES DU RAPPORT BRUNDTLAND : ELLE EST SÛRE, RESPECTUEUSE DE L'ENVIRONNEMENT, ÉCONOMIQUEMENT CONCURRENTIELLE ET VIABLE POUR L'AVENIR. IL S'ENSUIT QUE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE PEUT ET DOIT ÊTRE EXPLOITÉE À FOND.

UNE BONNE PART DU GRAND PUBLIC RESTE À CONVAINCRE; CEPENDANT, UNE PART ENCORE PLUS FORTE, VOIRE LA GRANDE MAJORITÉ DES CANADIENS, VEUT MANIFESTEMENT EN SAVOIR PLUS LONG SUR LES TENANTS ET LES ABOUTISSANTS DE NOS TRAVAUX. L'ASSOCIATION NUCLÉAIRE CANADIENNE A RECONNU CE DÉSIR ET S'EMPLOIE À Y RÉPONDRE. VOUS AVEZ PROBABLEMENT VU CERTAINS MESSAGES PUBLICITAIRES DE L'ANC À LA TÉLÉVISION OU DANS DES REVUES CES DERNIERS TEMPS. ON M'INFORME QUE CES MESSAGES ONT PROVOQUÉ UNE EXCELLENTE RÉACTION ET DES MILLIERS DE DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES. JE CROIS QUE VOUS AVEZ VU LA DOCUMENTATION QUI EST DISTRIBUÉE.

LE RECOURS À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE A TOUJOURS ÉTÉ FACILEMENT JUSTIFIABLE. DEPUIS UN AN, AVONS-NOUS VU, PAR LE BIAIS DES RAPPORTS QUE J'AI CITÉS, CETTE JUSTIFICATION S'EST IMPOSÉE ENCORE D'AVANTAGE. IL RESTE, CEPENDANT, À ÉLARGIR LES CONNAISSANCES DU PUBLIC ET, PAR CE BIAIS, À FAIRE MIEUX ACCEPTER L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE DE FAÇON GÉNÉRALE.

MADAME LA PRÉSIDENTE, JE DOIS AVOUER QU'EN RELISANT MES NOTES EN PRÉVISION DE MON ALLOCUTION JE ME SUIS DIT QU'ON POURRAIT BIEN ME DEMANDER : "COMPTE TENU DE TOUS CES RAPPORTS ET DE TOUTES CES ÉTUDES ET DES CONCLUSIONS CONVERGENTES QUI EN RESSORTENT TOUT LE TEMPS, POURQUOI DONC, S'IL VOUS PLAÎT, VOTRE COMITÉ PARLEMENTAIRE SE LANCE-T-IL DANS UNE AUTRE REVUE?" À MON AVIS, VOTRE INTERVENTION SE JUSTIFIE PAR DE TRÈS BONNES RAISONS.

SI JE PUIS SUPPOSER QUE VOS CONCLUSIONS ULTIMES SUR LA SÉCURITÉ, L'ACCEPTABILITÉ ET LA VALEUR DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE VONT ÉGALEMENT DANS LE MÊME SENS QUE LES ÉTUDES PRÉCÉDENTES, VOUS AUREZ DES RESPONSABILITÉS SUPPLÉMENTAIRES QUE D'AUTRES GROUPES N'AVAIENT PAS. ESSENTIELLEMENT, D'AUTRES ONT TOUT SIMPLEMENT AFFIRMÉ QUE LA TECHNOLOGIE EST PRÉCIEUSE POUR AUJOURD'HUI ET POUR L'AVENIR, ET QU'IL FAUT LA CONSERVER. VOUS DEVREZ ALLER PLUS LOIN. VOUS DEVREZ PASSER EN REVUE LES RESSOURCES À CONSACRER À CET OBJECTIF, VOIR SI ELLES SONT SUFFISANTES POUR LE TRAVAIL À ACCOMPLIR, RECOMMANDER LES CHANGEMENTS QUI VOUS APPARAÎTRONT NÉCESSAIRES AUX NIVEAUX ET AUX SOURCES DE CES RESSOURCES, ET ÉVALUER LES COÛTS ET LES AVANTAGES DE TOUT CELA DANS UN CONTEXTE NATIONAL QUI DÉPASSE LES APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE ET REJOINT DES ÉLÉMENTS DE STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT INDUSTRIEL. LES AUTRES NE SE SONT PAS, DE FAÇON GÉNÉRALE, ARRÊTÉS À CES FACTEURS, QUI, SURTOUT EN

PÉRIODE DE LÉTHARGIE DES MARCHÉS ET DE RESSERREMENT DES FINANCES, POSERONT VRAISEMBLABLEMENT LES PROBLÈMES LES PLUS DIFFICILES.

MADAME LA PRÉSIDENTE, PUISQU'IL FAUT PARLER DES DOLLARS ET DE LEUR AFFECTATION, IL SERAIT PEUT-ÊTRE OPPORTUN DE PASSER MAINTENANT À NOTRE BUDGET PRINCIPAL ET À NOS PROJETS POUR LES ANNÉES À VENIR.

EN GUISE D'INTRODUCTION, JE SIGNALERAI QUE L'EACL PRÉVOIT ENCORE UNE FOIS AFFICHER UN SURPLUS AU TITRE DE SES OPÉRATIONS COMMERCIALES POUR L'EXERCICE QUI VIENT DE PRENDRE FIN. VOUS COMPRENDREZ QUE LA VÉRIFICATION N'EST PAS ENCORE TERMINÉE ET QU'IL SERAIT INOCCUPORTUN, EN CE MOMENT, DE COMMENTER EN DÉTAIL NOS ÉTATS FINANCIERS DE 1987-1988.

QUANT À L'AVENIR, LE SOMMAIRE DU PLAN D'ENTREPRISE DONNE UN INSTANTANÉ DES QUESTIONS CENTRALES AUXQUELLES NOUS DEVONS NOUS ARRÊTER. EN PARTICULIER, LES POINTS SAILLANTS (PAGE 3 DES TEXTES FRANÇAIS ET ANGLAIS) PRÉSENTENT LES QUATRE HYPOTHÈSES CLÉS QUE RENFERME LE PLAN DE CETTE ANNÉE. LES TROIS PREMIÈRES TOUCHENT DIRECTEMENT LES RESSOURCES FINANCIÈRES REQUISES POUR MAINTENIR NOS CAPACITÉS. JE SUIS HEUREUX DE VOUS INDICHER QUE LE GOUVERNEMENT A ÉTUDIÉ NOTRE POSITION ET QU'IL A DONNÉ SON ACCORD DE PRINCIPE SUR NOS PROPOSITIONS POUR 1988-1989. LES CHIFFRES DU BUDGET

PRINCIPAL NE REFLÈTENT PAS CES DERNIERS RAJUSTEMENTS. CEPENDANT, JE SUIS DISPOSÉ À CONCILIER LES DEUX PENDANT LA PÉRIODE DES QUESTIONS, SI VOUS LE DÉSIREZ. NOUS PARTONS DU PRINCIPE QUE LA PRIVATISATION DE LA SOCIÉTÉ RADIOCHIMIQUE ET DE LA DIVISION DES PRODUITS MÉDICAUX SE FERA LE 1^{ER} AVRIL 1989. TELLE EST NOTRE HYPOTHÈSE DE PLANIFICATION, MAIS LE DOSSIER RELEVÉ DÉSORMAIS DU GROUPE DE TRAVAIL DU GOUVERNEMENT SUR LA PRIVATISATION ET NON PAS DE LA DIRECTION DE L'EACL. JE CROIS SAVOIR QUE VOTRE COMITÉ VISITERA EFFECTIVEMENT CES EMPLACEMENTS LA SEMAINE PROCHAINE. JE SUIS SÛR QUE VOUS LES TROUVEREZ INTÉRESSANTS.

DE FAÇON PLUS GÉNÉRALE EN CE QUI CONCERNE L'AVENIR, JE DOIS DIRE QUE JE L'ENVISAGE AVEC OPTIMISME, AVEC UN OPTIMISME PRUDENT, CERTES, MAIS AVEC OPTIMISME QUAND MÊME. L'EACL N'EST PAS AU BOUT DE SES PEINES, CE QUI NE NOUS EMPÊCHE PAS DE TRAVAILLER À DE NOUVEAUX PRODUITS ENTHOUSIASMANTS COMME LE CANDU 300. EN OUTRE, DE NOUVEAUX PRODUITS COMME LE SLOWPOKE ET D'AUTRES QUI S'ANNONCENT COMMENCERONT À FAIRE LEUR MARQUE D'ICI QUELQUES ANNÉES. J'ESTIME QUE NOUS AVONS JETÉ LES FONDEMENTS D'UNE ÈRE NOUVELLE QUI SERA CARACTÉRISÉE PAR UNE VASTE GAMME DE PRODUITS DE QUALITÉ, DOUBLÉE D'INTÉRÊTS BEAUCOUP PLUS DIVERSIFIÉS QUE DANS NOS PREMIÈRES ANNÉES. MADAME LA PRÉSIDENTE, JE SUIS PERSUADÉ QUE L'EACL NE FAIT QUE COMMENCER À CONTRIBUER À L'EXPANSION INDUSTRIELLE DU CANADA.

MADAME LA PRÉSIDENTE, AVEC VOTRE PERMISSION, JE TERMINERAI MES REMARQUES SUR UNE NOTE PERSONNELLE. VOUS SAVEZ SANS DOUTE QUE JE ME RETIRE DE L'EACL CETTE ANNÉE ET QUE J'EN SUIS VRAISEMBLABLEMENT À MA DERNIÈRE COMPARUTION OFFICIELLE DEVANT VOTRE COMITÉ, J'AI COMPARU DEVANT PLUSIEURS COMITÉS ET AUTRES GROUPES D'ENQUÊTE PENDANT MON SÉJOUR À L'EACL ET JE TIENS À AFFIRMER QUE JE N'EN AI JAMAIS RETIRÉ PLUS DE PLAISIR QU'ICI. JE NE VEUX PAS DIRE QUE VOS QUESTIONS ONT ÉTÉ FACILES, MAIS JE VOUS SAIS GRÉ D'AVOIR MENÉ VOS DÉLIBÉRATIONS DANS UN ESPRIT D'ÉQUITÉ ET, EN PARTICULIER, D'AVOIR CHERCHÉ À CONNAÎTRE LES FAITS PAR UNE INFORMATION DE PREMIÈRE MAIN ET D'AVOIR CONSENTI À Y METTRE TOUT LE TEMPS ET TOUT L'EFFORT REQUIS. DANS L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE, NOUS NOUS RÉJOUISSONS DE CETTE APPROCHE, QUE NOUS SOUHAITERIONS VOIR REPRISE PAR TOUS CEUX QUI S'INTÉRESSENT À NOS TRAVAUX.

MERCI.



*If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

*En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnement et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9*

WITNESSES

From Atomic Energy of Canada Limited:

James Donnelly, President;

Donald Lawson, President, CANDU Operations;

Eva Rosinger, Director, Concept Review;

Ronald Veilleux, Corporate Secretary and Vice-President, Corporate Relations.

TÉMOINS

De l'Énergie atomique du Canada, Limitée:

James Donnelly, président;

Donald Lawson, président, Opérations CANDU;

Eva Rosinger, directeur, Revue des concepts;

Ronald Veilleux, secrétaire général et vice-président, Relations de l'entreprise.

JUL 19 1989

